

REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DA 12,83 MW IN IMMISSIONE SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE

“VALLERMOSA 2” COMUNE DI VALLERMOSA (SU)

RELAZIONE DESCRITTIVA

Committente: ENERGYVALLERMOSA2 S.R.L

Località: COMUNE DI VALLERMOSA

Cagliari, 07/2023

STUDIO ALCHEMIST

Ing.Stefano Floris – Arch.Cinzia Nieddu

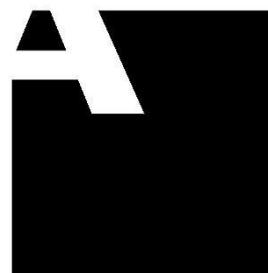
Via Isola San Pietro 3 - 09126 Cagliari (CA)

Via Simplicio Spano 10 - 07026 Olbia (OT)

stefano.floris@studioalchemist.it

cinzia.nieddu@studioalchemist.it

www.studioalchemist.it



Sommario

1. PREMessa ED INSERIMENTO URBANISTICO	3
2. ANALISI QUADRO LEGISLATIVO	6
3. STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO	7
4. STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE	13
5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA.....	16
3. IMPIANTO DA 12.831,84 KW	17
4. MODULI FOTOVOLTAICI	19
5. INVERTER.....	19
6. POWER STATION.....	20
7. STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FOTOVOLTAICI - TRACKER.....	20
8. CAVI ELETTRICI.....	21
9. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	22
10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	22
11. CRITERIO DI CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE.....	23
12. PROCEDIMENTO DI CALCOLO	23
13. PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE	24
14. VANO INVERTER.....	25
15. QUADRO GENERALE CAMPO FOTOVOLTAICO LATO AC	25
16. SISTEMA DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE.....	26
17. CANALA METALLICA CONTENIMENTO CAVI.....	27
18. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI - LATO C.A.	27
19. OPERE CIVILI	28
20. BILANCIO SCAVI E RIPORTI	29
21. RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE.....	29

1. PREMESSA ED INSERIMENTO URBANISTICO

La presente relazione fa parte del progetto esecutivo “**REALIZZAZIONE IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 12,83 MW - TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE DENOMINATO VALLERMOSA 2” – COMUNE DI VALLERMOSA (SU)**”.

La società proponente del progetto è la **ENERGYVALLERMOSA2 S.R.L.**, con sede legale Via Pantelleria 12, Cagliari (CA), Codice Fiscale: 04070210929, di proprietà di Alchemist S.R.L. che opera nel settore della progettazione di impianti per lo sfruttamento delle energie rinnovabili.

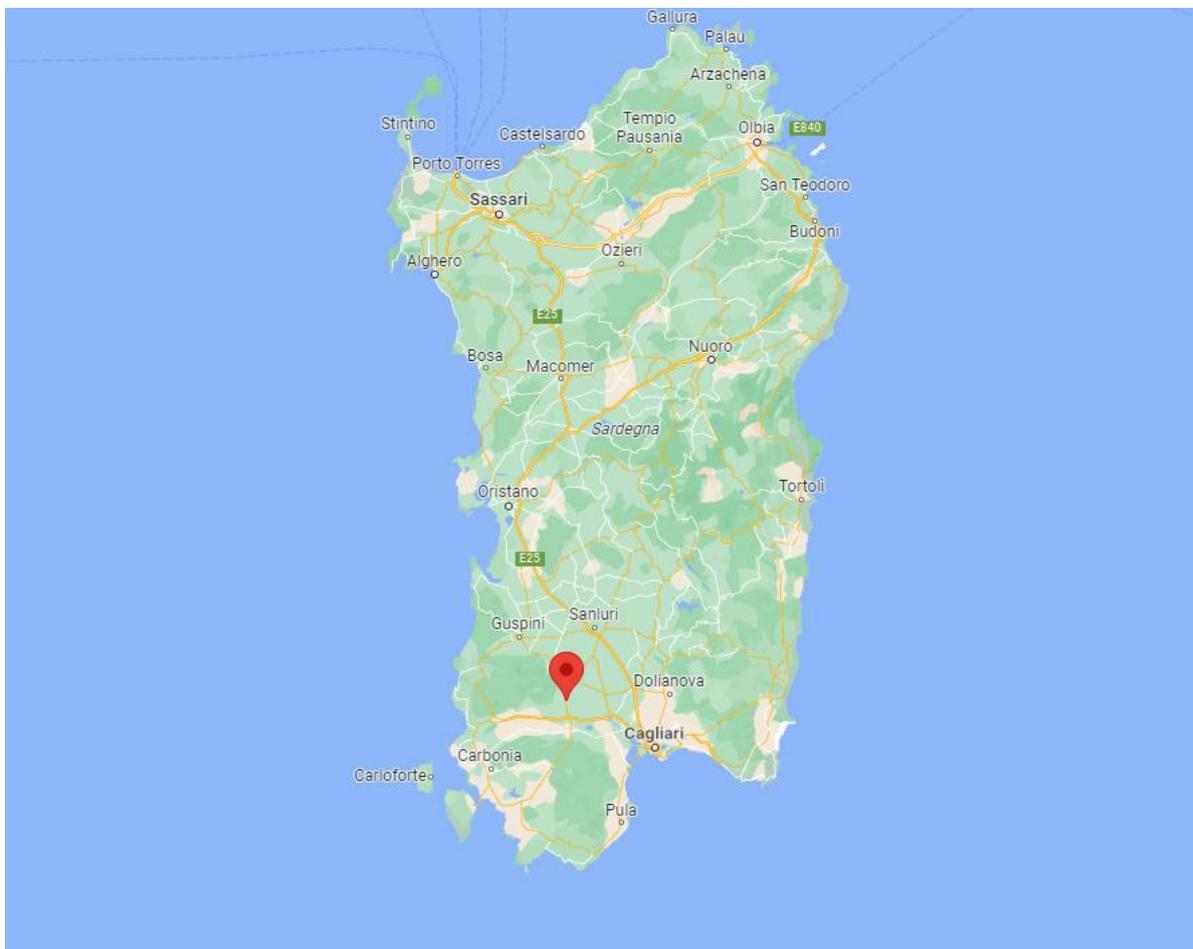


Figura 1- Collocazione geografica del progetto

L’area di intervento è ubicata all’interno di terreni siti nel Comune di Vallermosa nella Loc. Monte Pardu. Dal punto di vista topografico, l’area in esame risulta inclusa nella cartografia catastale:

- Fg. 211 del Comune di **Vallermosa**, particelle part. 115.
- Fg. 210 del Comune di **Vallermosa**, particelle part. 117, 184, 33, 35, 39, 40, 52, 70, 72, 74, 76, 80, 98, 108, 109, 110, 111, 113, 115, 119, 126, 128, 131, 186, 36, 37, 50, 51, 53, 59, 161, 162, 175, 183, 68, 62, 63, 65, 66, 67, 69, 181, 179, 177, 180, 182, 71, 73, 75, 77, 143, 142, 79, 82, 84, 88, 81, 86, 87.

I terreni localizzati nella *ZONA AGRICOLA E2 / Aree di primaria importanza per la funzione agricolo-produttiva, anche in relazione all'estensione, composizione e localizzazione dei terreni* del comune di Vallermosa, secondo quanto documentano i Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU).

L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nel Comune di Vallermosa, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 70 m. s.l.m., con un territorio di 61,75 km² ed una popolazione di circa 1.799 abitanti.

Vertice superiore sinistro	39°22'2.26"N
	8°46'8.74"E
Vertice inferiore destro	39°21'42.32"N
	8°46'12.90"E



Figura 2 - Area di intervento.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto, si trova ad un'altitudine media di circa 122 m s.l.m. e ricopre un'area lorda di 30,9 Ha.

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale in immissione pari a **12.831,84** kWp di picco per la produzione di energia elettrica posato sul terreno livellato mediante l'installazione di inseguitori solari.

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.

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 4,88 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. Eventuali linee elettriche di bassa tensione presenti nell'area di progetto verranno spostate o interrato prima della realizzazione dell'impianto.

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.

I moduli sono 359 da 28x2 (51.932,94 m²) e 86 da 14x2 (6.220,38 m²) per un totale di 58.153,32 m² coperti su una superficie totale del lotto è di circa 30,9 ha.

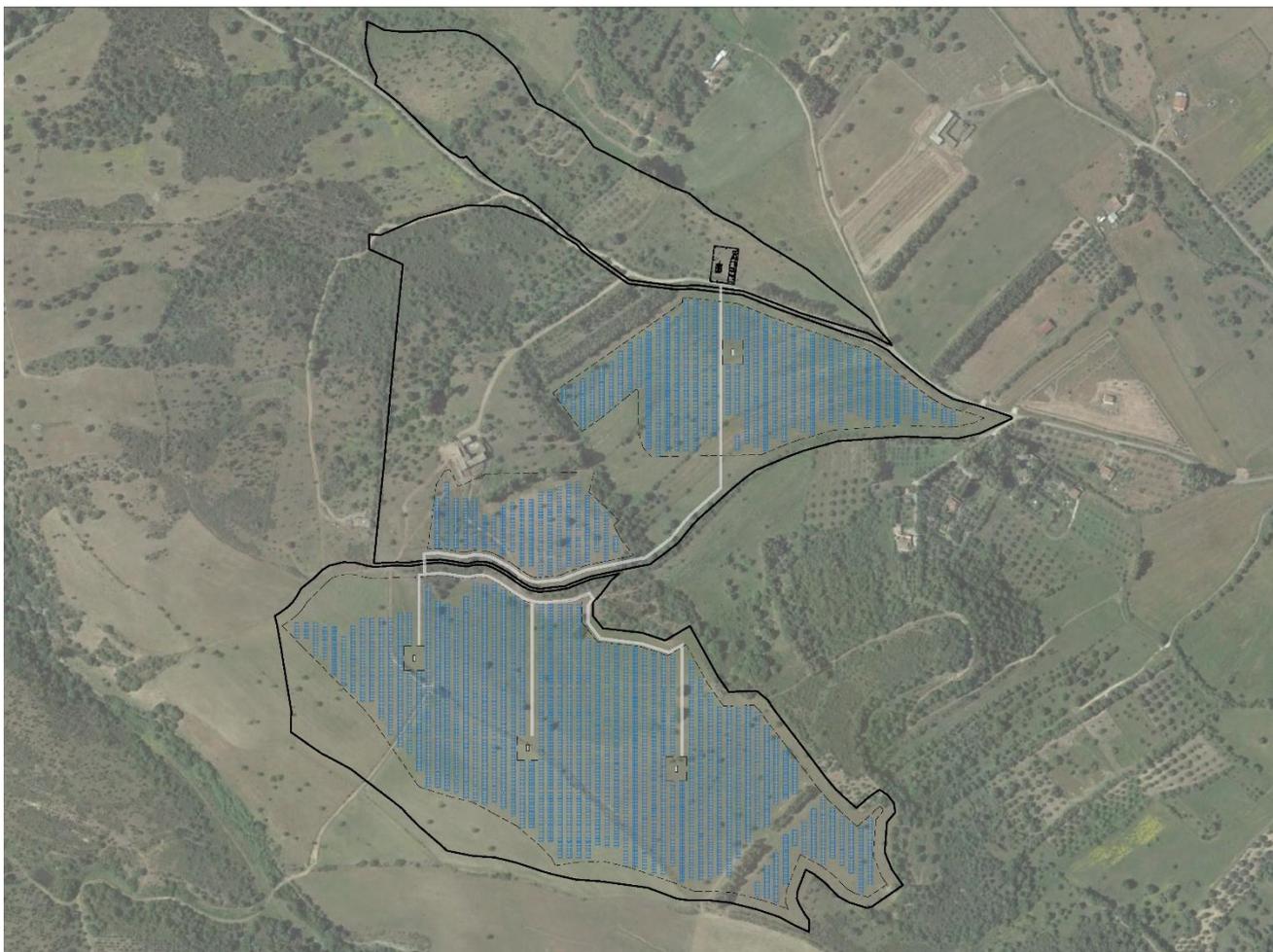


Figura 3 – Posizionamento impianto su ortofoto

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.

2. ANALISI QUADRO LEGISLATIVO

Per la costruzione e l'esercizio degli impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile occorre il rilascio dell'Autorizzazione Unica da parte del Servizio energia e economia verde ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387 del 2003.

Con la Deliberazione della Giunta Regionale n. 3/25 del 23.01.2018 si recepiscono le *“Linee guida per l'Autorizzazione Unica degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 12 del D.Lgs. n. 387/2003 e dell'articolo 5 del D.Lgs. n. 28/2011. Modifica della deliberazione n. 27/16 del 1 giugno 2011”*.

Come riportato nell'allegato A della Delibera 3/25 del del 23.01.2018, *“La costruzione, l'esercizio, la modifica, il potenziamento, il rifacimento totale/parziale e la riattivazione di impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili”* sono interventi soggetti ad Autorizzazione Unica rilasciata dalla Regione Sardegna.

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico per la generazione di energia elettrica della potenza nominale di 24,52 MW all'interno dei comuni di Sassari risulta ascrivibile alla **procedura di VIA**.

Il D. Lgs. del 3 aprile 2006, n. 152 *“Norme in materia ambientale”* descrive le *“Procedure per la valutazione ambientale strategica (VAS), per la valutazione d'impatto ambientale (VIA) e per l'autorizzazione ambientale integrata (IPPC)”*.

Il Decreto legge 31 maggio 2021, n.77 (cosiddetto *“Decreto Semplificazioni Bis”*) e la rispettiva legge n.108 del 29 luglio 2021 dettano le disposizioni per le procedure autorizzative degli impianti di energie rinnovabili. Viene prevista la VIA di competenza statale per gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW; con una modifica all'*Allegato II alla Parte Seconda del d.lgs. 152/2006*, gli impianti fotovoltaici di potenza superiore a 10 MW sono assoggettati alla VIA di competenza statale. Gli impianti fotovoltaici di potenza compresa fra 1 e 10MW (ad eccezione di quelli ubicati in aree produttive, industriali o commerciali) restano assoggettati a verifica di assoggettabilità di competenza regionale.

Il progetto dell'impianto fotovoltaico si sviluppa su suolo a destinazione agricola.

Relativamente alla normativa di riferimento, per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico, sono stati consultati e rispettati tutti i vincoli di carattere nazionale, regionale, provinciale e comunale.

Nello specifico è stata valutata:

- la presenza di rischio idrogeologico dell'area di intervento;
- la pericolosità sismica con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- la presenza nell'area d'intervento di Aree ufficiali Protette (EUAP) quali Parchi Nazionali, Aree Naturali Marine Protette, Riserve Naturali Marine, Riserve Naturali Statali, Parchi e Riserve Naturali Regionali;
- l'eventuale incidenza alla rete Natura 2000 (costituita ai sensi della Direttiva Habitat dai Siti di Importanza Comunitari (SIC) e dalle zone di Protezione Speciale (ZPS) previste dalla Direttiva *“Uccelli”*);
- la presenza di Important Bird Areas (IBA) con relativa compatibilità dell'intervento proposto;
- la presenza nell'area d'intervento di aree Ramsar ovvero di aree umide di importanza internazionale.

Sulla base della cartografia tematica del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Regione Sardegna, non sono state rilevate perimetrazioni di rischio frana o di rischio idraulico di interesse per le aree dove sorgerà l'impianto. L'area è altresì per l'intera estensione esterna a zone soggette a vincolo idrogeologico.

3. STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO

Sulla base delle indicazioni regionali, è stata verificata la presenza di vincoli riferendosi a:

- vincoli di natura ambientale-naturalistica
- vincoli di natura idrogeologica (L.183/1989)
- vincoli su beni storico-artistici-archeologico-architettonici (L.1089/39)
- vincoli paesaggistici.

Di seguito descritti:

- **Vincoli per le aree di rilevanza naturalistico ambientale:** Il sito non rientra tra le aree di parco, di riserva e monumenti naturali, nonché di aree di particolare rilevanza naturalistico-ambientale.



Figura 4 - Art. 142 – Aree coperte da boschi o foreste

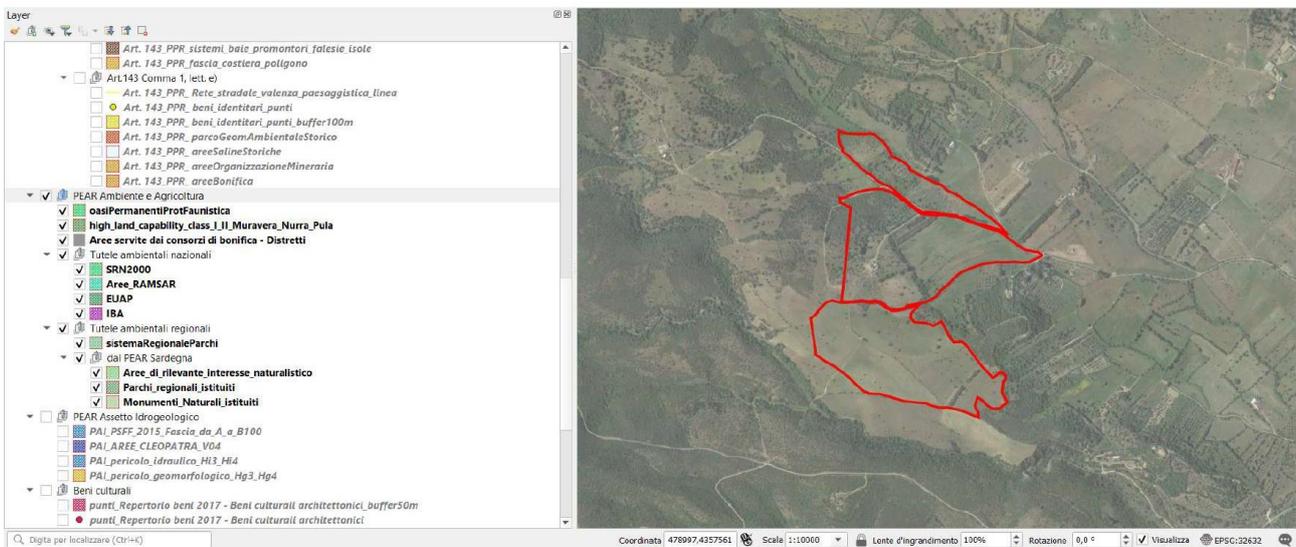


Figura 5 - Aree di tutela ambientale e naturalistica

- **Vincoli di tipo idrologico e idrogeologico:** L'area risulta essere esente da rischi o pericoli idrogeologici. Le perimetrazioni individuate nell'ambito del P.A.I.

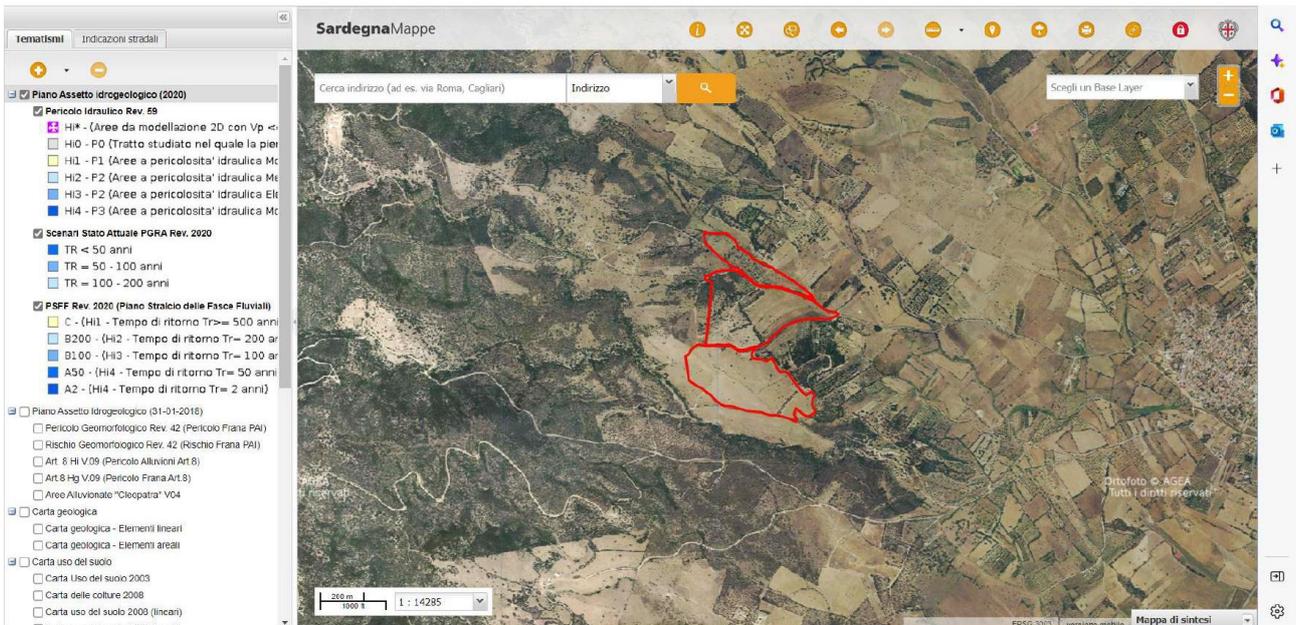


Figura 6 - Pericolo idraulico Rev. 59

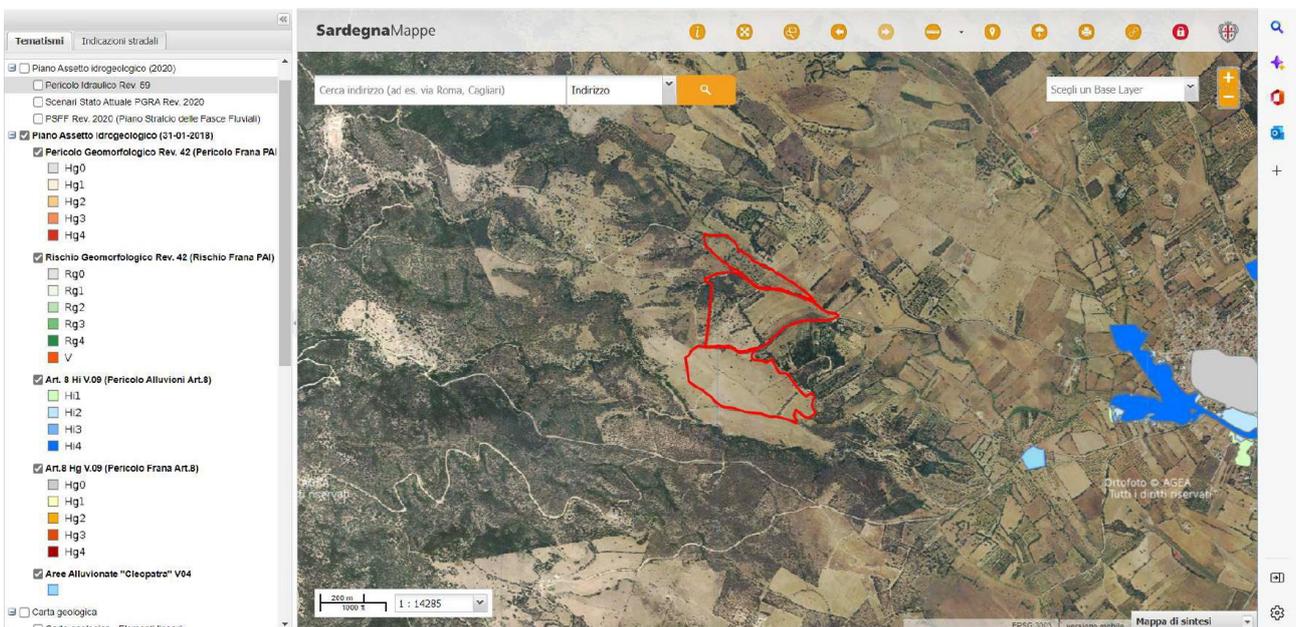


Figura 7 - PAI pericolo geomorfologico Hg3 e Hg4, pericolo alluvioni Hi3 e Hi4

- **Vincoli di tipo storico-artistico-archeologico:** Nell'area non risultano essere presenti vincoli su beni storico-artistico-archeologico-architettonici ad eccezione di una piccola porzione dell'area, al limite con il confine meridionale, che risulta all'interno della fascia di buffer dei 150 metri prevista per i fiumi e torrenti (Art. 143 PPR). In tale fascia non verranno posizionati i pannelli.

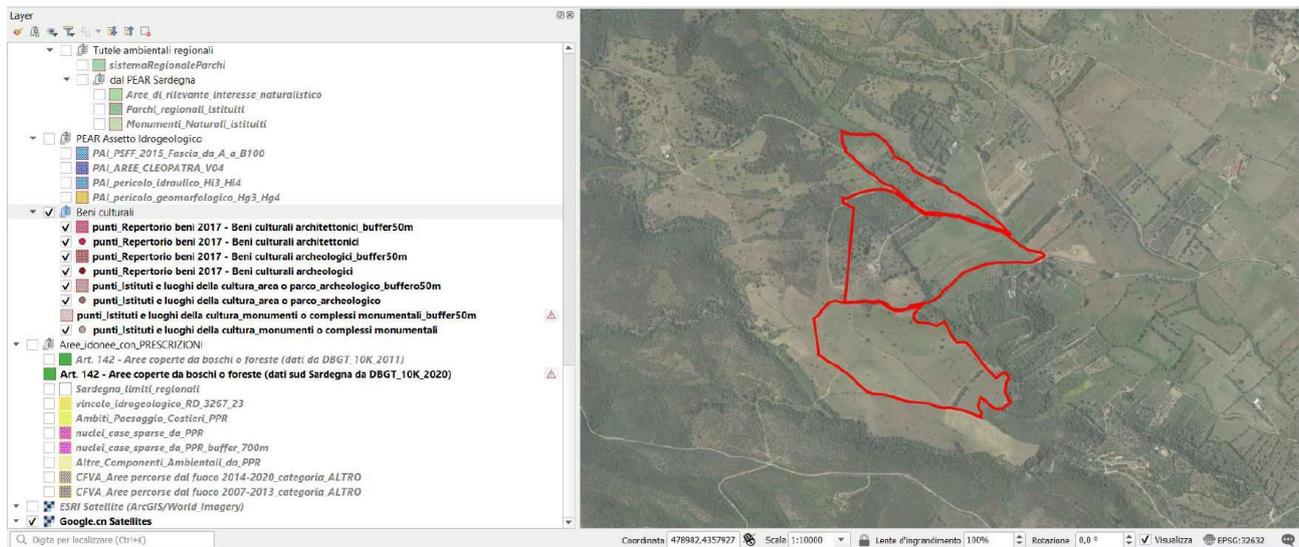


Figura 8 - Art. 143 PPR – Beni di interesse paesaggistico e beni di interesse culturale e archeologico

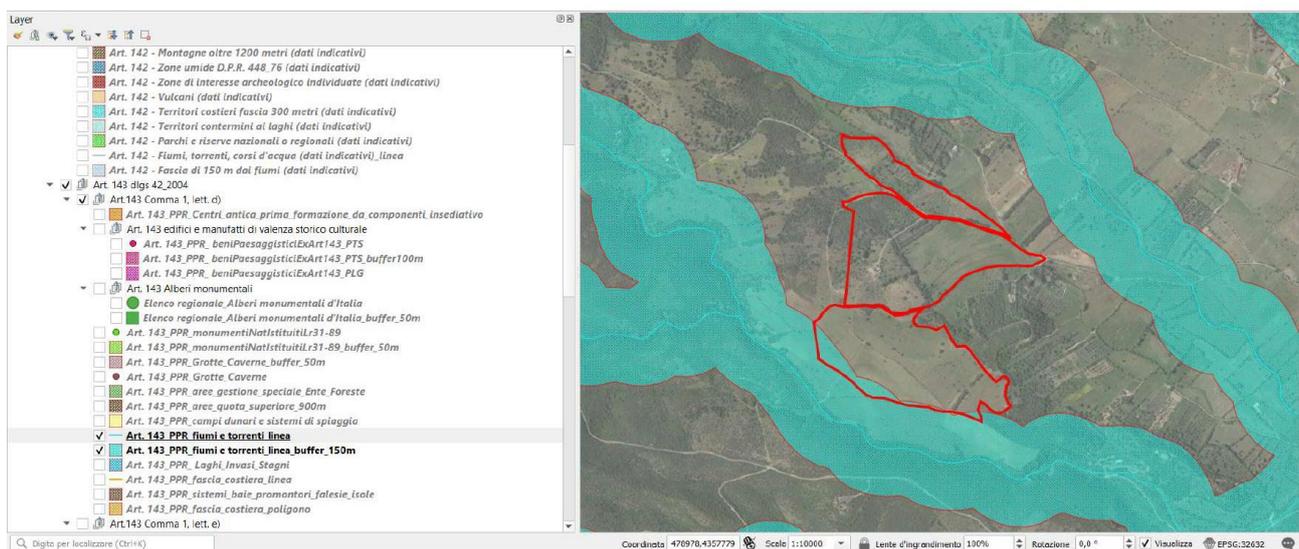


Figura 9 - Art. 143 PPR – Fiumi e torrenti

- Vincoli di tipo urbanistico territoriale:** L'area di interesse è classificata nella seguente zona territoriale omogenea: E2 - sottozona agricola.

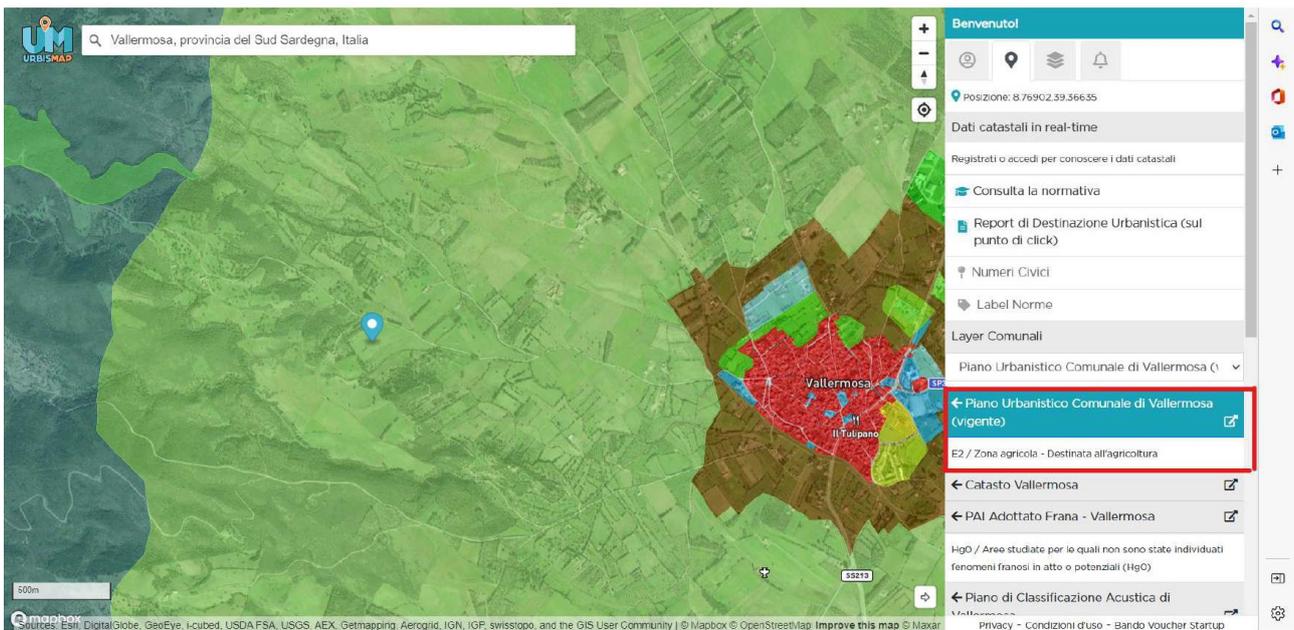


Figura 10 - Stralcio TAV. 8 - Zonizzazione PUC di Vallermosa

- Uso del suolo:** La mappa dell'uso del suolo mostra come l'area sia per lo più definita da area di pascolo naturale e seminativi aree non irrigue

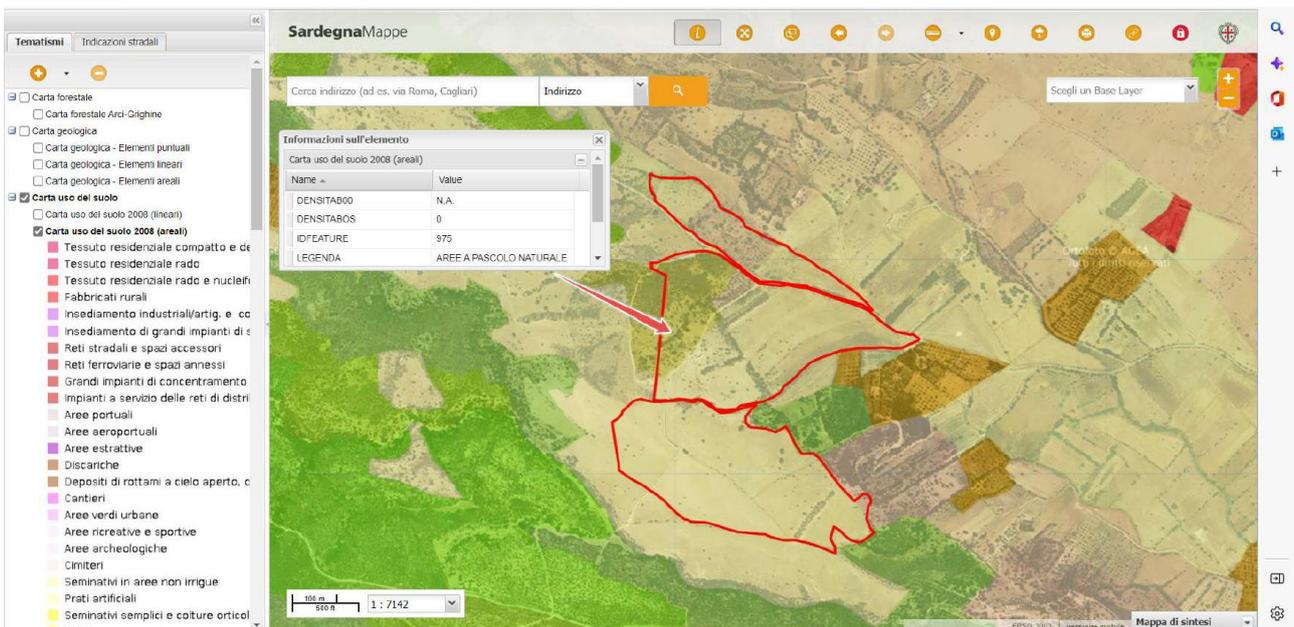


Figura 11 - Carta uso del suolo

L'agrivoltaico è un sistema costituito da un impianto agrivoltaico posizionato su un terreno che viene utilizzato allo stesso tempo per attività agricole o per l'allevamento. In sintesi, l'impianto agrivoltaico viene integrato con soluzioni agro/zootecniche con l'obiettivo di mantenere la produzione di energia rinnovabile quale attività prevalente.

Si prevede una piantumazione delle specie nelle aree libere dell'impianto in cui non insistono i moduli fotovoltaici, nei corridoi tra le file delle strutture di sostegno degli inseguitori monoassiali e lungo le aree

perimetrali e nelle fasce di rispetto. L'agrivoltaico comprende anche l'integrazione delle attività zootecniche come per esempio il pascolo di ovini. Si rimanda alla relazione "AURE20 – Relazione agronomica" per ulteriori approfondimenti circa le tipologie di coltivazioni e le attività zootecniche connesse.

Infrastrutture: nelle seguenti figure è stata segnata la presenza di rete stradale, linee elettriche, impianti ferroviari e condotte idriche.

L'area di progetto si trova lontana da strade statali e provinciali, mentre l'accesso può avvenire tramite strade comunali o vicinali.

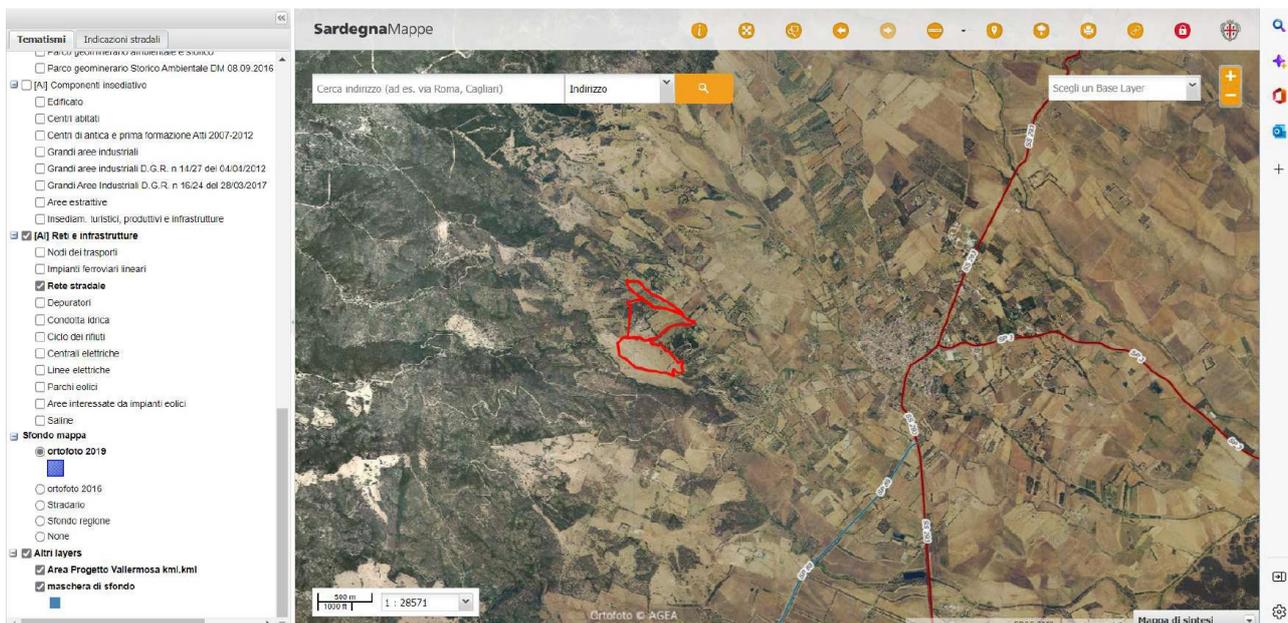


Figura 12 – Rete stradale presente

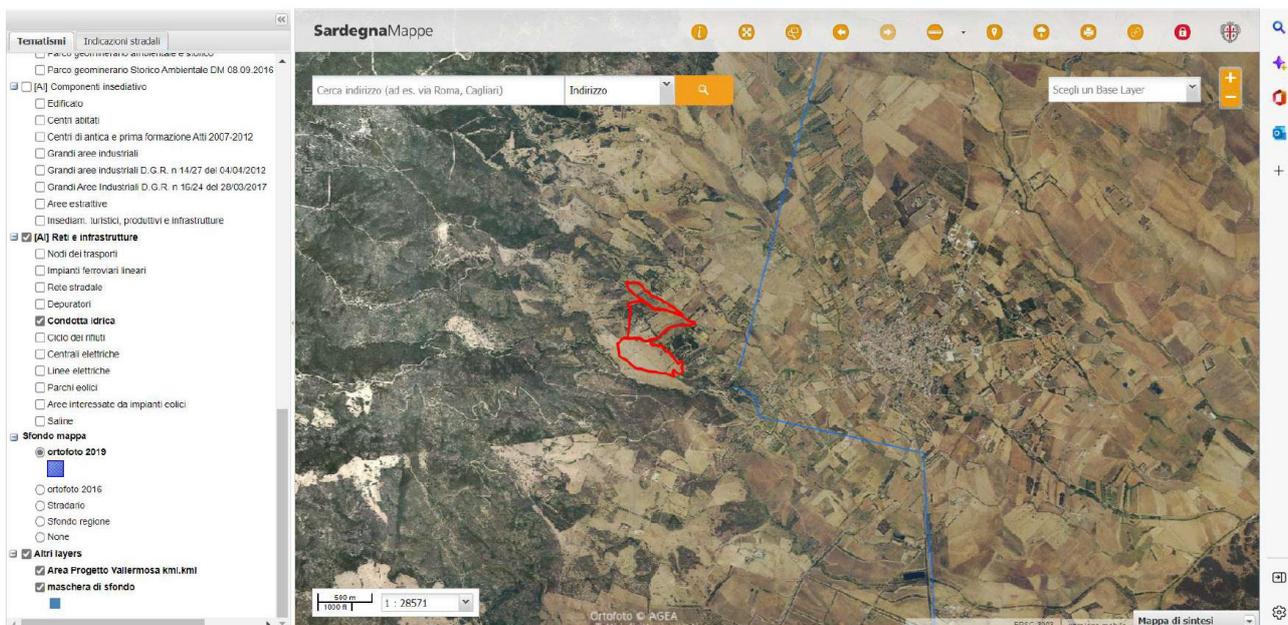


Figura 13 – Condotte idriche presenti

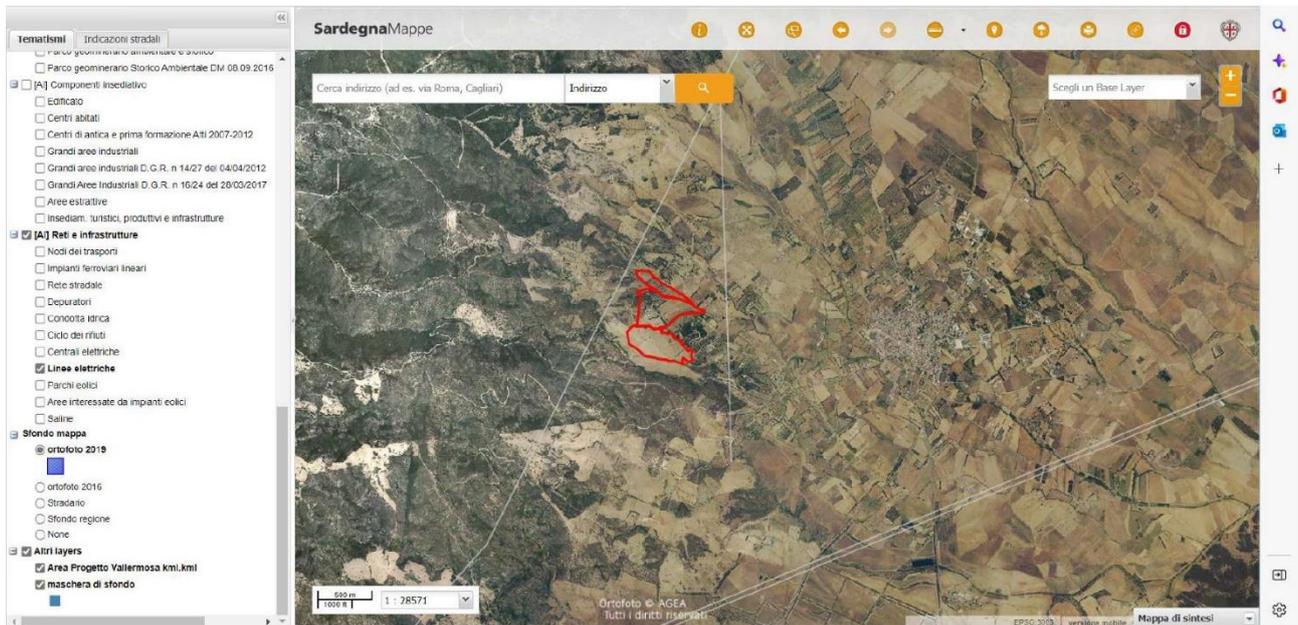
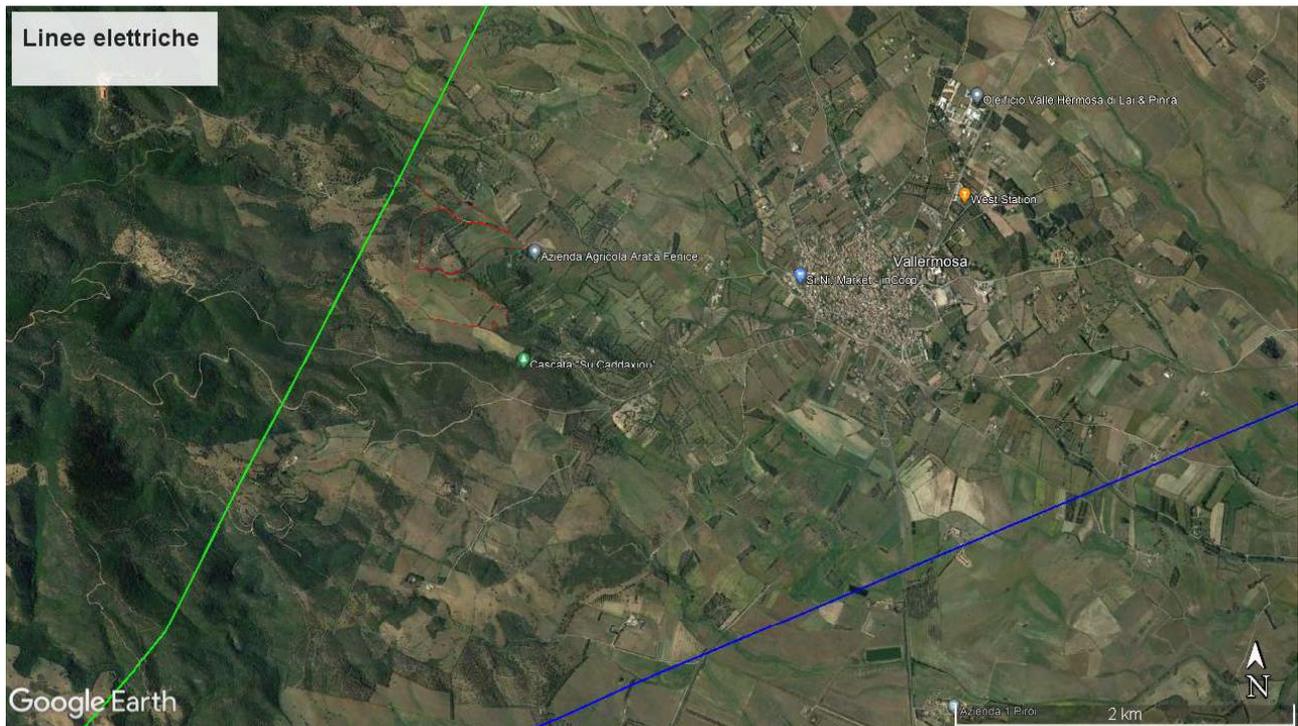
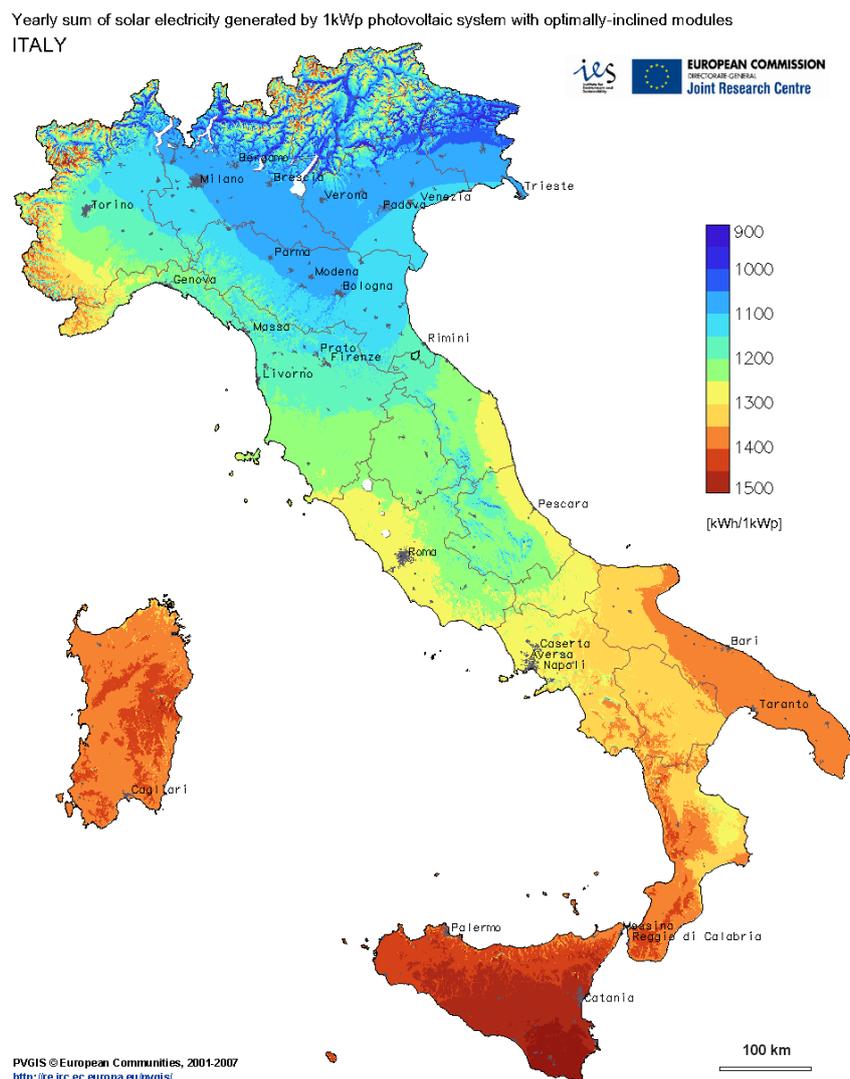


Figura 14 e Figura 15 – Rete stradale

4. STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE

Per energia solare si intende l'energia emessa dal Sole con continuità, sotto forma di energia radiante. L'energia viene irradiata nello spazio sotto forma di radiazione elettromagnetica. La radiazione solare che raggiunge il suolo terrestre viene attenuata dalla diffusione e dall'assorbimento ad opera dell'atmosfera. Per questo motivo l'energia solare che raggiunge il suolo terrestre non si degrada qualitativamente durante il tragitto dal Sole alla Terra, ma si diluisce, e quindi, può essere convertita quasi interamente in energia utilizzabile

La radiazione solare globale in Italia è il parametro meteorologico che misura la radiazione solare globale, il cui valore è ottenuto dalla somma della radiazione solare diretta e della radiazione globale diffusa ricevuta dall'unità di superficie orizzontale in Italia. Le unità di misura utilizzate sono i MJ/m² per i valori medi che si registrano a larga scala, oppure i cMJ/m² per approfondimenti più dettagliati sui valori che si registrano nelle singole stazioni piranometriche.



Radiazione globale SOLARE - Italia

Dati medi per la regione Sardegna

Radiazione solare annua (kWh/m ²)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1581	1150	1803
media	1610	1185	1839
massima	1653	1222	1891

Produzione annua per kilowatt picco (kWh/1kWp)			
	orizzontale	verticale	ottimale
minima	1159	846	1312
media	1187	881	1349
massima	1223	914	1391

Angolo di inclinazione ottimale per i moduli fotovoltaici (in gradi)	
	Angolo
minimo	33
medio	34
massimo	34

La produzione di un impianto agrivoltaico dipende principalmente da 5 fattori:

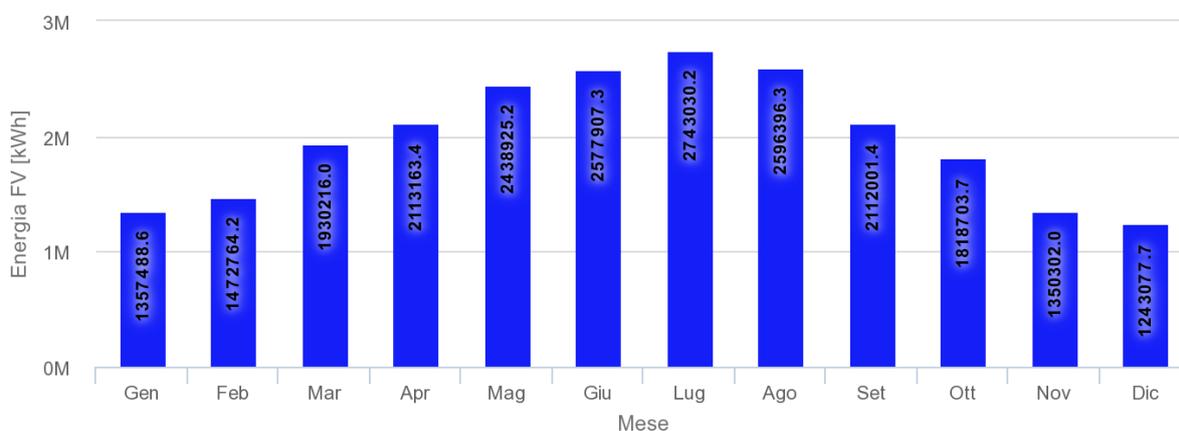
- Località del sito di installazione
- Orientamento del piano fotovoltaico
- Inclinazione del piano fotovoltaico
- Ombreggiamenti
- Caratteristiche tecniche del sistema

Come è lecito attendersi, la produzione di un impianto fotovoltaico è fortemente influenzata dalla località dove verrà installato. In Sardegna questi impianti sono particolarmente vantaggiosi, grazie all'intensità della radiazione solare e al numero dei giorni di sole. La Sardegna, infatti, è uno dei migliori posti dove installare un impianto agrivoltaico in Italia e il Sud Sardegna in genere ancora di più.

Nel caso specifico di Vallermosa, sono state effettuate le seguenti analisi:

Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento

(C) PVGIS, 2023



Opzioni inseguimento
(Click on series to hide)

- Asse verticale

STIMA DEL RENDIMENTO ENERGETICO FV	
Luogo [Lat/Lon]:	392154.4, 8462.3
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	12831,84
Perdite di sistema [%]:	20
Slope angle [°]:	54 (opt)
Produzione annuale FV [kWh]:	23753976.93
Irraggiamento annuale [kWh/m2]:	2572.69
Variazione interannuale [kWh]:	742796.9
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo di incidenza [%]:	-1.44
Effetti spettrali [%]:	0.88
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-9.54
Perdite totali [%]:	-28.05

Fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023

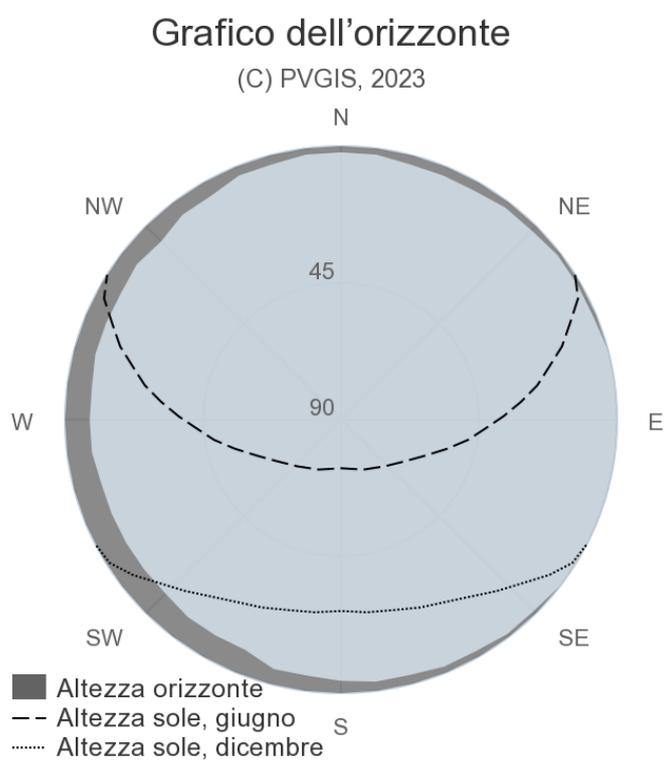


Figura 16- Grafico dell'orizzonte - fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2023

5. TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

Un **impianto agrivoltaico** è costituito da un insieme di apparecchiature che consentono di trasformare direttamente l'energia solare in energia elettrica. Gli impianti per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica presentano significativi vantaggi, tra i quali:

- assenza di qualsiasi tipo di emissioni inquinanti;
- risparmio dei combustibili fossili;
- estrema affidabilità in quanto non vi sono parti in movimento (vita utile superiore a 25 anni);
- minimi costi di manutenzione;
- modularità del sistema.

Gli impianti fotovoltaici possono essere suddivisi in:

- impianti autonomi funzionanti in isola detti “stand-alone”;
- impianti collegati in parallelo alla rete elettrica pubblica, detti “grid connected”.

Nella fattispecie, un impianto agrivoltaico connesso alla rete del Gestore è, in linea di principio, costituito dai seguenti componenti:

- **Modulo fotovoltaico (o Pannello solare):** capta la radiazione solare durante il giorno e la trasforma in energia elettrica in corrente continua;
- **Inverter:** trasforma l'energia elettrica da corrente continua a corrente alternata rendendola idonea alle esigenze della rete elettrica a monte e delle utenze a valle (es. stabilizzazione di tensione, sincronia delle forme d'onda di tensione e corrente, ecc.);
- **Misuratori di energia:** servono a controllare e contabilizzare la quantità di energia elettrica prodotta e scambiata con la rete.

Nel nostro caso la tipologia dell'impianto fotovoltaico è la seguente:

- **inseguitori monoassiali** (detti anche “tracker”), ossia strutture poste con asse longitudinale Nord-Sud e angolo di rotazione Est-Ovest fino a $\pm 60^\circ$, che consentono quindi di seguire il sole nell'arco della giornata. Rispetto alle strutture fisse, i tracker consentono di captare molta più energia solare nelle ore mattutine e pomeridiane in cui il sole è più basso, andando complessivamente a massimizzare la producibilità dell'impianto a parità di potenza installata e occupazione del suolo, in certe condizioni di latitudine e conformazione del sito.

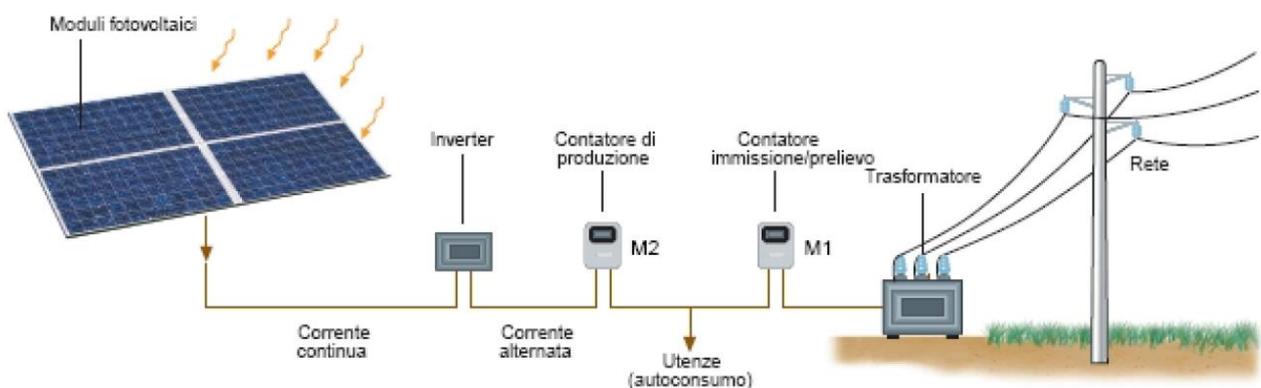


Grafico Sistema fotovoltaico

3. IMPIANTO DA 12.831,84 kW

L'impianto sarà costituito da **22.512 moduli** fotovoltaici monocristallini da **570 Wp** di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 4 Power Station (di TIPO 1 da 3200 kVA) posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

La tipologia e la configurazione delle strutture fotovoltaiche è caratterizzata da 359 tracker a pali infissi da 28x2 Portrait e 86 tracker da 14x2.

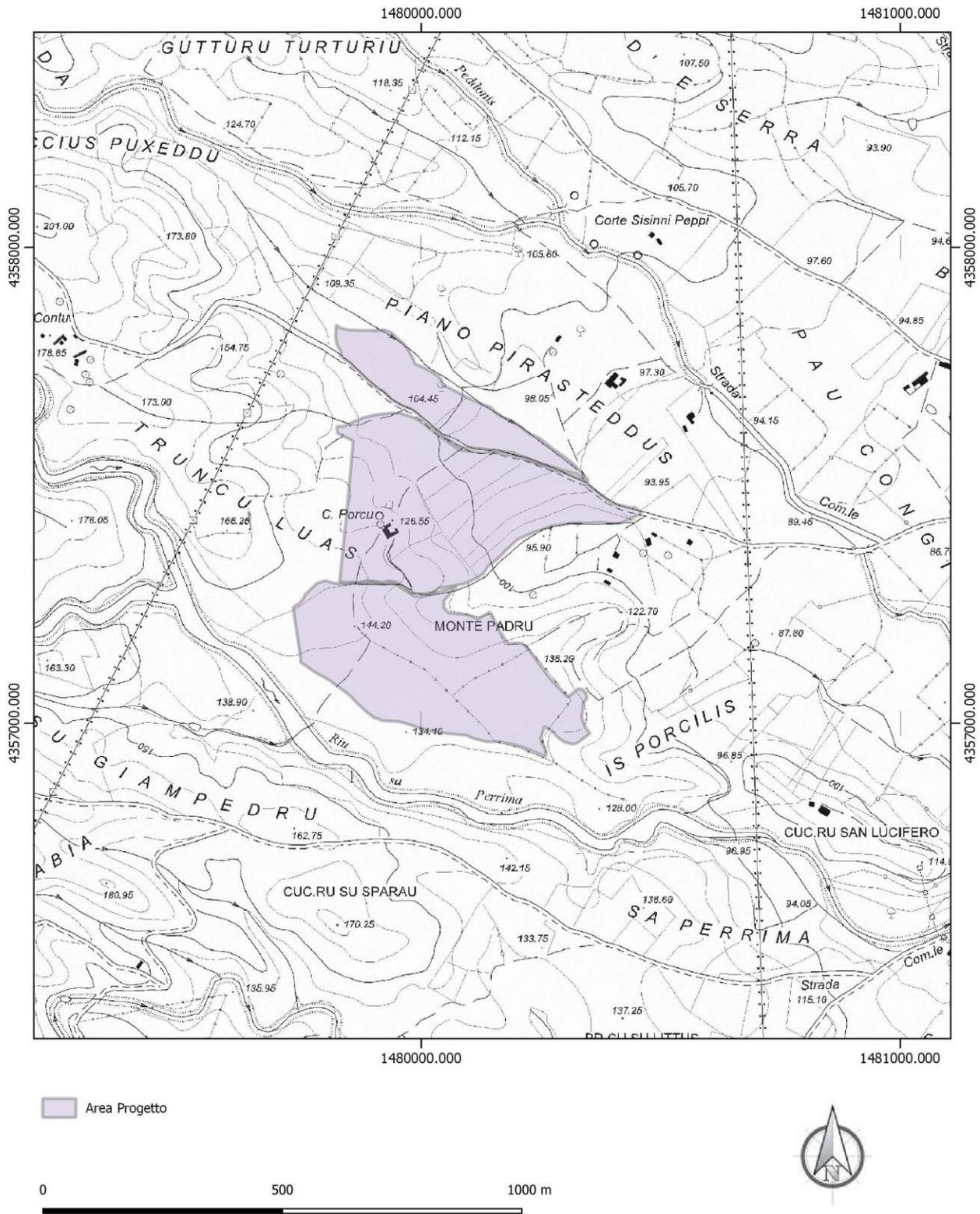


Figura 17- Posizionamento impianto su base CTR – Foglio 556 020 Vallermosa

Le strutture di fissaggio sono state conteggiate in fase esecutiva e dal computo metrico emergono le quantità puntuali.

Sono stati eseguiti dei sopralluoghi allo scopo di definire le modalità di installazione e individuare le soluzioni più idonee alla connessione dell'impianto agrivoltaico alla rete pubblica di distribuzione dell'energia elettrica.

Nel corso dei sopralluoghi sono scaturite le scelte che hanno portato a ridefinire il numero di pannelli da installare e le modalità di riqualificazione ambientale.

Di seguito la descrizione generale dell'installazione:

I moduli fotovoltaici costituenti l'impianto andranno posizionati a terra come individuato nell'elaborato *Planimetria Generale Impianto*.

Il criterio di posizionamento si è basato sull'utilizzo di strutture tipo tracker ad inseguimento solare, su pali. Le strutture sono concepite per ottenere un irraggiamento massimo per più ore possibili.

Nell'intorno del campo agrivoltaico vengono lasciati idonei spazi per effettuare le manutenzioni.

I calcoli strutturali vengono definiti nella apposita relazione.

All'interno della cabina elettrica verrà realizzato il quadro elettrico nel quale verranno installati gli interruttori di sezionamento.

La linea in corrente continua 2*6 mm² tipo FG21M21, che dai moduli arriva all'inverter, verrà posizionata all'interno di una canale metallica con fissaggi ogni 2m e fissata direttamente alla struttura di supporto dei pannelli quando possibile; in prossimità del punto nord della struttura di fissaggio verrà realizzato un cavidotto interrato, con pozzetti come individuato nelle tavole grafiche.

Dal quadro elettrico la linea in cavo tipo FG16(0)R16 verrà collegata al quadro generale posizionato di fronte allo stesso quadro FTV.

L'impianto sarà suddiviso in più macro aree all'interno delle quali saranno installate una cabina di trasformazione, equipaggiata con trasformatore ad isolamento in olio per esterno di adeguata potenza, per elevare la tensione di uscita dell'inverter a 30 kV al fine di trasferire la potenza generata di ogni macro area alla sottostazione a 150 kV attraverso sei linee in media tensione in alluminio tipo in alluminio, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto

L'impianto poi, verrà collegato in antenna a 150 kV sulla sezione 150 kV di una nuova Stazione Elettrica (SE) di Trasformazione della RTN a 220/150 kV (sezione 220 kV prevista in classe di isolamento 380 kV) da raccordare alla linea RTN a 220 kV "Sulcis - Villasor" e alla linea RTN a 150 kV "Siliqua - Villacidro".

Si rimanda alla relazione tecnica specialistica per i criteri di dimensionamento elettrico e le verifiche.

4. MODULI FOTOVOLTAICI

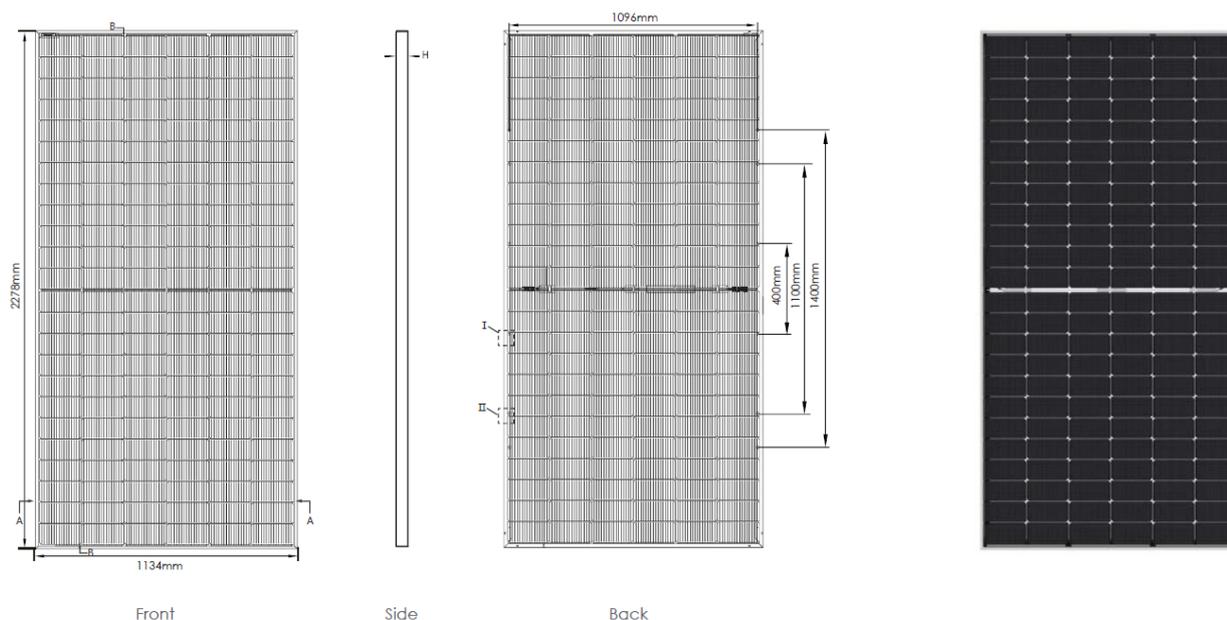


Fig. 3: Pannelli Jinko Solar Tiger Neo N-type 72HL4-BDV da 570 W.

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.

5. INVERTER

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 215 KTL, 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 di 2+2+2+2stringhe.
- 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.

6. POWER STATION

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.

7. STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FOTOVOLTAICI - TRACKER

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.

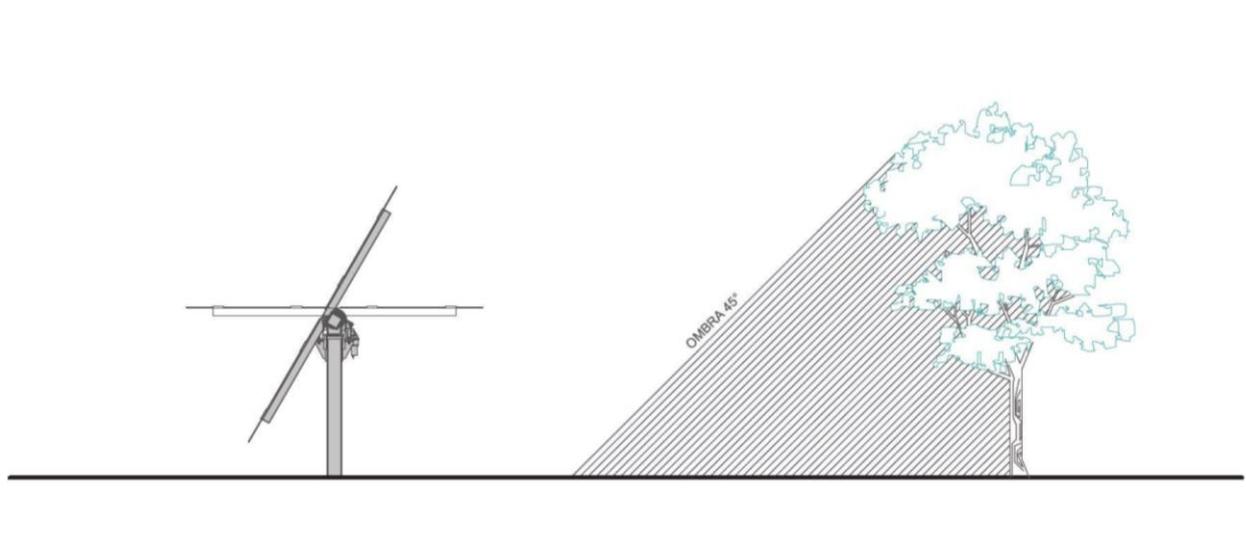


Fig. 4: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

Generalmente è necessaria una maggiore manutenzione rispetto a un rack fisso tradizionale, sebbene i progressi tecnologici e l'affidabilità in elettronica e meccanica hanno drasticamente ridotto i problemi a lungo termine per i sistemi di tracciamento.

8. 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 FG70R 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.

9. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

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.

10. PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

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 $\sum I_{\Delta n}$ 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 $\sum I_{\Delta n}$ nel nostro caso è pari a $1 \times 0,5A = 0,5A$ laddove è prevista l'installazione di due inverter in parallelo e $1 \times 0,3A$ per un unico inverter pertanto la resistenza RA dovrà essere obbligatoriamente inferiore a 100 ohm nel primo caso e 166 ohm nel secondo.

11. CRITERIO DI CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE

La scelta delle sezioni di ciascuna linea è stata fatta utilizzando come base il criterio della massima caduta di tensione ammissibile e procedendo poi alla verifica della massima temperatura ammissibile.

Mentre la tipologia delle condutture è stata identificata sulla base delle disposizioni contenute nelle relative Norme CEI in considerazione delle caratteristiche degli ambienti di installazione ed è riportata sugli elaborati grafici di progetto. I cavi costituenti l'impianto saranno essenzialmente di tre tipi:

In rame isolati in PVC qualità R2 del tipo N07V-K, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabella UNEL 35752, questi nelle installazioni non interrate.

In rame isolati in gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G7 del tipo FG16(O)R16 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali della direttiva BT 73/23 CEE e 93/68 CEE, conformi alle Norme CEI 20-13, 20-37 pt.2, 20-22 II, 20-35, 20-52 e tabelle UNEL 35375 – 35376 – 35377, questi nelle installazioni interrate.

In rame isolati in HEPR ad alto modulo di qualità G21 del tipo FG21M21 0.6/1 kV, non propaganti l'incendio e a ridotta emissione di gas corrosivi; conformi ai requisiti essenziali CEI 20-91 febbraio 2010; V1 ottobre 2010 e V2 marzo.

In riferimento alle indicazioni riportate nella Guida CEI 82-25, ne deriva che, per la massima caduta di tensione ammessa, in condizioni regolari di esercizio, si può utilizzare il valore fissato del 2% totale, pertanto possiamo dimensionare, per dove possibile, la caduta di tensione per l'1% lato alternata e l'altro 1% lato continua.

12. PROCEDIMENTO DI CALCOLO

Le formule assunte a base dei calcoli sono:

$$\Delta V_T = k(rI' + xI'')L$$

per le condutture percorse da un'unica corrente, o per la valutazione maggiorativa di carico totale

concentrato all'estremità;

$$\Delta V_T = k(\Delta V_r + \Delta V_x) = k[r(\sum_i L_i I'_i) + x(\sum_i L_i I''_i)] = k(r\Gamma I' + x\Gamma I'')$$

per le condutture alimentanti carichi distribuiti lungo linea; la formula fornisce la caduta di tensione nel punto più sollecitato;

Con il seguente significato dei simboli:

r	Resistenza unitaria chilometrica a 80 °C [ohm/km]
x	Reattanza unitaria chilometrica [ohm/km], nulla per la parte in corrente continua
$I'_i = I_i \cos \varphi$	Componente della corrente in fase con la tensione [A]
$I''_i = I_i \sin \varphi$	Componente della corrente in quadratura con la tensione [V]
L_i	Distanza di ciascuna erogazione dall'origine della conduttura a sezione costante espressa in chilometri [km]
ΔV_r	Caduta di tensione assoluta resistiva [V]
ΔV_x	Caduta di tensione assoluta reattiva [V]
ΔV_T	Caduta di tensione assoluta complessiva [V]
k	Vale 1.73 per linee trifasi, 2 per linee monofasi
$\Gamma = \frac{\sum_j L_j I'_j}{\sum_j I'_j}$	Distanza baricentrica per carichi uniformemente distribuiti espressa in chilometri [km]

Calcolando alla piena potenza e alla temperatura di esercizio i calcoli hanno fornito sempre valori massimi al disotto dei limiti imposti.

13. PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE

Per ciò che attiene alla scelta della protezione delle condutture dalle sovracorrenti, si è proceduto seguendo le indicazioni delle Norme CEI 64-8/4.

Le caratteristiche degli interruttori, riportate sugli elaborati di progetto, previsti a monte di ciascuna dorsale e linea terminale sono state scelte utilizzando i valori ottenuti dal calcolo, nel rispetto delle prescrizioni imposte dal cap. 43 della Norma CEI 64-8/4, risultando sempre:

Contro il sovraccarico:

$$I_b < I_n < I_z$$

$$I_f < 1,45 I_z$$

dove I_b è la corrente d'impiego, I_n è la corrente nominale dell'apparecchio, I_z è la portata del conduttore e I_f è la corrente che assicura il sicuro intervento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale.

Contro il cortocircuito:

al fine di assicurare la protezione contro il cortocircuito il potere di interruzione dei dispositivi di protezione non deve essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione, in particolar modo nel punto di consegna del Distributore si deve tener conto della convenzione riportata nella norma CEI 0-21 art. 5.1.3 che prevede un valore convenzionale della corrente di cortocircuito trifase in funzione della potenza impegnata.

E l'energia lasciata passare dal dispositivo di protezione ($I2t$), data dal quadrato della corrente effettiva di cortocircuito per la durata dell'evento, deve essere inferiore o uguale a quella massima consentita per non portare la conduttura alla temperatura limite ammissibile ($K2S2$), data dal prodotto fra il quadrato di un coefficiente funzione del tipo di isolante del cavo e il quadrato della sezione del cavo stesso, secondo la relazione:

$$I2t < K2S2$$

Cio deve essere verificato, qualunque sia il punto della conduttura interessato.

La protezione contro il cortocircuito deve essere sempre posizionata all'origine della linea.

14. VANO INVERTER

L'inverter sarà posizionato su una struttura prefabbricata opportunamente ventilata appoggiata sul terreno come indicato nelle tavole grafiche.

Dovrà garantire una idonea schermatura dalla radiazione solare.

Considerando che gli inverter dissipano circa il 2% della potenza, per cui il generatore inverter da 2000 kW alla massima potenza, avrà una dissipazione in calore di circa 40kWt, si ritiene sufficiente che la ventilazione naturale sia ampiamente sufficiente a dissipare l'energia termica ed a far funzionare in modo corretto le apparecchiature elettriche in esso installate.

15. QUADRO GENERALE CAMPO FOTOVOLTAICO LATO AC

Il quadro generale fotovoltaico QAC è previsto del tipo a parete.

Adeguate al numero di apparecchiature da ospitare al suo interno sarà assemblato entro involucro protettivo, dotato di portello trasparente con grado di protezione IP65, sarà alloggiato all'interno della cabina di trasformazione.

Nel QAC, l'interruttore sarà equipaggiato con un relè di minima tensione per lo sgancio d'emergenza VVF, posizionato all'ingresso del lotto.

Inoltre all'interno del quadro saranno installate la protezione dalle scariche atmosferiche SPD TIPO II, l'analizzatore di rete e dove necessario vista l'evoluzione della NORMA CEI -61-8 Agg. Agosto 2016, il dispositivo di protezione di interfaccia certificato e conforme alla normativa CEI 0-16, di cui alle specifiche ed allo schema di progetto realizzato secondo la norma CEI, in ogni caso conforme alle disposizioni vigenti in materia di esercizio e alle prescrizioni per la connessione dell'impianto alla rete dell'ente distributore.

Tutti i cablaggi all'interno del quadro avverranno mediante morsettiere secondo gli schemi elettrici di progetto.

Il quadro sarà fornito dei cartellini con l'indicazione della funzione di tutte le singole apparecchiature su di esso installate e di un cartello di sicurezza per le operazioni di manutenzione.

Andrà certificato a cura dell'installatore (CEI 17-13).

16. SISTEMA DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE

Al fine di mantenere sotto controllo l'impianto di produzione si prevede di installare un sistema di misura e controllo in grado di fornire in tempo reale, e mantenere in memoria per un tempo prestabilito, tutti i parametri di funzionamento dell'impianto.

Il sistema individuato sarà quello interno agli inverter, che permette di misurare tutti i parametri di producibilità, con l'aggiunta del dispositivo denominato SMART METER, dotato di TA, collegato agli inverter tramite cavo RS485, **posizionato in cabina elettrica e collegato con i TA (posizionati in corrispondenza del punto di consegna mediante cavo FG16OR16 6*1*0.5mmq, che misura l'energia immessa e prelevata dalla rete.**

I parametri principali controllati sono:

- Potenza prodotta e consumata (kW)
- Energia prodotta (kWh) per fascia oraria
- Energia acquistata (kWh) per fascia oraria
- Energia venduta (kWh) per fascia oraria
- Energia consumata (kWh) per fascia oraria
- Energia autoconsumata (kWh) per fascia oraria
- Indicatore di ottimizzazione dei consumi (indica quando l'utente è in autoconsumo o in scambio)
- Incentivo (Euro)
- Catalogo illimitato delle misure
- Analisi delle storiche misure

Si prevede quindi di rendere disponibile mediante rete internet i parametri di funzionamento dell'impianto. Si prevede di utilizzare il sistema 4G, provvisto di scheda SIM adatta alla trasmissione dei dati rilevati dal sistema.

Gli impianti saranno accessibili da remoto.

Comando di sgancio Emergenza VVF

Al fine di adempiere alle prescrizioni di cui al D.P.R. 1° agosto 2011 n. 151, recepiti dalla Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici edizione 7 Febbraio 2012, si deve prevedere l'installazione di un comando di sgancio di emergenza.

Tale dispositivo di comando, ubicato in posizione segnalata ed accessibile, deve consentire il sezionamento dell'impianto elettrico.

Il pulsante di sgancio agirà sulla bobina di minima tensione, con batteria tampone, che comanderà lo sgancio dell'interruttore magnetotermico installato nel QAC.

Nelle tavole esecutive viene indicata la posizione del pulsante di sgancio; in corrispondenza del pulsante dovrà essere installata idonea cartellonistica recante le scritte: "IMPIANTO FOTOVOLTAICO IN TENSIONE DURANTE LE ORE DIURNE 400V" "DISPOSITIVO DI EMERGENZA".

17. CANALA METALLICA CONTENIMENTO CAVI

La canale metallica per il contenimento dei cavi sarà come indicato nel progetto definitivo di tipo e sarà fissata alla struttura del tracker.

La tubazione dovrà essere certificata norma CEI 23-31 e CEI EN 61537.

Considerando le sezioni dei cavi che passeranno all'interno della canale si è considerato di standardizzare la distanza tra gli appoggi a circa 2m.

18. PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI - LATO C.A.

Secondo la norma, la massima corrente di fulmine (impulso 10/350 micro secondi) ammissibile espressa in kA per una linea isolata in PVC deve soddisfare la seguente relazione:

- I_f minore/uguale a $8 S$ dove S è la sezione del conduttore espressa in mm^2 pertanto la sezione del conduttore deve essere:
- S maggiore/uguale a $I_f/8$, nel nostro caso la I_f è pari a 12,5 kA e la $I_f=I_{\text{imp}}=12,5\text{kA}$
- $S=1,56 \text{ mm}^2$.

Relativamente a ciò il conduttore deve avere la sezione minima di $2,5 \text{ mm}^2$.

Verrà comunque utilizzato un conduttore da 6 mm^2 .

Di seguito la verifica effettuata.

1. CONTENUTO DEL DOCUMENTO

Questo documento contiene le indicazioni per scegliere e installare SPD (Surge Protective Device) al fine di proteggere l'impianto fotovoltaico (lato c.a.) contro le sovratensioni (la struttura in esame non richiede un impianto di protezione contro i fulmini).

2. NORME TECNICHE DI RIFERIMENTO

Questo documento è stato elaborato con riferimento alle seguenti norme:

- CEI EN 62305-1: "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-2: "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-3: "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone" Febbraio 2013;
- CEI EN 62305-4: "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture" Febbraio 2013;
- CEI 81-3: "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per kilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico." Maggio 1999.

3. CARATTERISTICHE INVERTER

L'impianto elettrico utilizzatore a cui è collegato l'impianto fotovoltaico è un sistema TT.

La massima tensione nominale del sistema verso terra è $1,1 U_0$ (V): 253

Gli SPD servono per ridurre il rischio di perdita di vite umane (R1) o di servizio pubblico (R2).

L'inverter ha le seguenti caratteristiche:

- tensione di tenuta ad impulso U_{wi} (V): 4750
- coefficiente di sicurezza: 1

4. CARATTERISTICHE SPD

4.1. SPD ad arrivo linea (SPD1)

All'arrivo della linea elettrica entrante sono installati SPD1 aventi le seguenti caratteristiche:

- Distanza tra SPD1 e inverter (m): 60
- Tipo di conduttura tra inverter e SPD1: conduttori attivi e PE nello stesso tubo o canale
- Livello dell'SPD1 (LPL): I
- Classe I
- Tensione di esercizio continuativo U_c (V): 335
- Corrente nominale di scarica I_{imp} (kA): 12,5
- Livello di protezione U_p (V): 1150
- Lunghezza dei collegamenti l (m): 1
- Livello di protezione effettivo $U_{p/f}$ (V): 2150

5. CONCLUSIONI

L'installazione degli SPD sopraindicati garantisce la protezione contro le sovratensioni secondo la regola dell'arte.

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica e le prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF.

19. OPERE CIVILI

Le opere civili da realizzare saranno di lievissima entità e consisteranno in:

- realizzazione di piattaforma di fondazione per il posizionamento delle cabine elettriche;
- realizzazione di recinzione mediante pali infissi e rete metallica;
- scavi a sezione ristretta e pozzetti.

L'impianto agrivoltaico sarà realizzato in un intervallo di tempo di circa sei mesi, le fasi di realizzazione dell'impianto sono le seguenti:

1. Accantieramento e realizzazione della recinzione
2. Scavi posa tubazioni e pozzetti
3. Installazione delle strutture di sostegno dei moduli
4. Realizzazione basamento cabina
5. Posizionamento cabina prefabbricata
6. Posa delle dorsali in DC
7. Installazione dei moduli fotovoltaici
8. Installazione e montaggio apparecchiature in AC
9. Installazione, montaggio, scomparti MT e trasformatore
10. Installazione e cablaggio inverter centralizzati
11. Montaggio e collegamento dell'Illuminazione esterna, telecamere, e sistema antintrusione
12. Verifiche elettriche e misure di collaudo.

In parallelo alla realizzazione dell'impianto sarà realizzato il collegamento in cavo MT fra la cabina con il gruppo di misura e la cabina ENEL di consegna esistente.

20. BILANCIO SCAVI E RIPORTI

All'interno del sito il bilancio tra scavi e riporti sarà pari a zero, in quanto le strutture di supporto tipo TRACKER hanno i sostegni infissi nel terreno.

Gli scavi in esubero derivati dallo splateamento verranno ridistribuiti nel sito ed utilizzati di supporto alla piantumazione.

21. RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE

Considerazioni generali sul rapporto del recupero ambientale.

Gli obiettivi della riqualificazione ambientale devono essere:

- garantire la stabilità e la fertilità dei terreni sia direttamente occupati dai moduli fotovoltaici, sia quelli indirizzati all'attività legata al pascolo ovino della fattoria che ospiterà l'impianto;
- garantire morfologie finali che assicurino la stabilità dei pendii al rischio idrogeologico;
- garantire il controllo delle acque superficiali, attraverso la progettazione e la realizzazione di un insieme di opere di regimazione delle acque quali canalette, muri drenanti, tombini di raccolta;
- garantire controllo dell'infiltrazione delle acque attraverso la realizzazione di opportuni drenaggi per favorirne il deflusso;
- rimodellare l'assetto vegetativo dell'area per garantire una maggiore integrità e sostenibilità nel contesto eco-sistemico, attraverso la piantumazione di piante autoctone, e qualora si scelga di avviare l'attività legata alla filiera dell'apicoltura, attraverso la coltivazione di piante autoctone mellifere;
- garantire che gli eventuali materiali estratti siano prioritariamente utilizzati come materiali impegnati nelle operazioni di recupero ambientale, in particolare ci si riferisce al terreno vegetale di copertura il quale dovrà essere accantonato per essere poi riutilizzato al fine della semina e coltivazione del verde;
- garantire che i fronti di scavo siano rimodellati per creare superfici più adatte all'attecchimento delle specie vegetali che saranno impiegate per il rinverdimento:
 - l'eventuale realizzazione di scarpate a tesa unica e con ridotta pendenza, sulle quali può essere riportato e mantenuto uno strato di terreno vegetale, può essere alternata a zone in cui il terreno roccioso in posto è lasciato affiorare, con pendenze anche elevate;
 - la realizzazione di gradoni regolari deve avvenire con un'inclinazione delle scarpate tale da contenere terreno vegetale sufficiente a fornire un substrato idoneo alla vegetazione senza appesantire il versante e determinare rischi per la stabilità;
- garantire un impatto positivo ecosistemico sulla fauna selvatica locale tramite il mantenimento e l'accrescimento del patrimonio vegetale durante le fasi di realizzazione, uso e dismissione, tramite accorgimenti tra cui la corretta progettazione e realizzazione della recinzione posta a protezione dell'impianto;
- ricostituire e potenziare gli habitat con particolare attenzione al ciclo dell'acqua e all'ecosistema che da esso dipende;

- ottenimento della massima diversità biologica e morfologica possibile, per ottimizzare l'inserimento del sito nel contesto territoriale. A tale scopo è utile operare prove sperimentali su piccole superfici per individuare eventuali fattori limitanti la riuscita stessa del recupero;
- massima attenzione nell'eventuale produzione della gestione rifiuti generati ad esempio in caso di manutenzione durante la fase di esercizio e nella fase di dismissione del sito.

Considerazioni specifiche sul sito oggetto di intervento

La riqualificazione ambientale verrà realizzata nel rispetto dell'orografia preesistente nell'area, per cui verranno ulteriormente inserite essenze selezionate di tipo arboreo ed arbustivo, tipiche della macchia mediterranea delle località limitrofe all'area, contemporaneamente la fase di realizzazione, di esercizio e dismissione dell'impianto.

La nuova piantumazione dovrà tenere conto delle variabili altimetriche e saranno posizionate secondo l'orografia originaria del terreno e considerando le altre attività agro-pastorali che affiancano l'attività di produzione di energia.

La piantumazione delle essenze mediterranee è compatibile sia con le essenze vegetali autoctone perché coincidente con lo stato di fatto del verde, sia con le attività agro-pastorali ed eventualmente dell'apicoltura. L'intervento tenderà a riportare il profilo orografico originario del terreno ricreato mediante l'utilizzo delle essenze a basso fusto.

L'intervento di piantumazione verrà realizzato prima del posizionamento dell'impianto agrivoltaico, mediante l'acquisto delle essenze di macchia mediterranea, presso il vivaio della forestale.

L'impianto avrà una vita utile di circa 25-30 anni.

Dopo la vita utile, l'area dell'impianto verrà piantumata secondo esigenze agro-pastorali.

Il tipo di terreno è idoneo alla piantumazione delle essenze mediterranee, in quanto trattasi di terreni sabbiosi.



Figura 18 - Riqualificazione ambientale del sito dopo la dismissione dell'impianto.

Con questo intervento l'obiettivo è, non solo di mitigare, ma di apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici di vegetazione 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.

L'intero sito sarà così riqualificato, riuscendo allo stesso tempo a dare un apporto migliorativo.

Ing. Stefano Floris

