

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO A TERRA DENOMINATO "MARRUBIU" DI POTENZA 57,60 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

COMUNE DI MARRUBIU (OR)

RELAZIONE DESCRITTIVA

Committente: IBERDROLA RENEVABLES ITALIA SPA

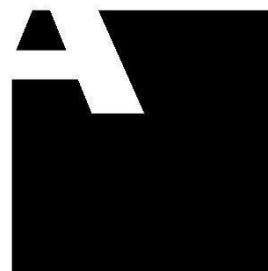


Località: COMUNE DI MARRUBIU (OR)

Cagliari, 06/2024

STUDIO ALCHEMIST

Via Isola Pantelleria 12 - 09126 Cagliari (CA)



Sommario

1.	PREMESSA.....	3
2.	GLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI.....	4
3.	ANALISI QUADRO LEGISLATIVO	6
4.	INQUADRAMENTO TERRITORIALE.....	10
5.	STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO	14
6.	TECNOLOGIA AGRIVOLTAICA.....	24
7.	PERCORSO DI CONNESSIONE.....	28
8.	STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE	37
9.	L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 57.597,12 KW	41
10.	MODULI FOTOVOLTAICI	43
11.	INVERTER	43
12.	POWER STATION.....	44
13.	STRUTTURE DI SOSTEGNO PANNELLI FOTOVOLTAICI - TRACKER	45
14.	CAVI ELETTRICI.....	46
15.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	47
16.	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	47
17.	CRITERIO DI CALCOLO DELLE CADUTE DI TENSIONE	48
18.	PROCEDIMENTO DI CALCOLO.....	49
19.	PROTEZIONE DELLE CONDUTTURE.....	50
20.	VANO INVERTER	51
21.	QUADRO GENERALE CAMPO FOTOVOLTAICO LATO AC	51
22.	SISTEMA DI MONITORAGGIO E INFORMAZIONE	51
23.	CANALA METALLICA CONTENIMENTO CAVI.....	53
24.	PROTEZIONE CONTRO LE SOVRATENSIONI - LATO C.A.	53
25.	FASI COSTRUTTIVE DELL'IMPIANTO E OPERE CIVILI.....	55
26.	BILANCIO SCAVI E RIPORTI	55
27.	RIQUALIFICAZIONE AMBIENTALE	56

1. PREMESSA

La presente relazione fa parte del progetto definitivo **REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 57,60 MW – SU TRACKER DI TIPO AD INSEGUIMENTO MONOASSIALE DENOMINATO “MARRUBIU” E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA NAZIONALE - COMUNE DI MARRUBIU (OR).**

La documentazione è stata predisposta dallo Studio Alchemist S.r.l., con sede in via Pantelleria 12 a Cagliari, alla firma dell'Ing. Stefano Floris iscritto all'Albo degli Ingegneri della Provincia di Cagliari al n. 5777, in qualità di Consulente Tecnico e responsabile del progetto.

La società proponente del progetto è **IBERDROLA RENOVABLES ITALIA SPA**, P.IVA 06977481008 e C.F. 06977481008, con sede legale in Roma (RM) Piazzale dell'industria 40, CAP 00144.

Iberdrola da anni si occupa dello sviluppo di impianti da fonte rinnovabile e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili, è un'azienda spagnola specializzata nella produzione, distribuzione e commercializzazione di energia elettrica e gas naturale. La direzione generale della società è situata a Bilbao, in Spagna.

Con una presenza in Spagna, Portogallo, Italia, Germania, Francia, Regno Unito, Stati Uniti e Messico, Iberdrola cerca di offrire soluzioni personalizzate per i clienti in tutto il mondo, promuovendo in questo modo la transizione verso un futuro green.



Figura 1- Impianto agrivoltaico

2. GLI IMPIANTI AGRIVOLTAICI

Negli ultimi vent'anni, il mondo ha vissuto cambiamenti energetici e climatici profondi e irreversibili. La progressiva perdita di suoli fertili e l'uso intensivo delle terre coltivabili hanno spinto la ricerca agricola verso soluzioni innovative e sostenibili, in prospettiva di scenari futuri allarmanti.

In questo contesto di crisi energetica e alimentare, i sistemi agrivoltaici si sono rivelati una delle applicazioni più promettenti per accelerare lo sviluppo delle energie rinnovabili e la produzione agricola.

Questi sistemi consistono in impianti che generano energia rinnovabile attraverso pannelli solari, integrandosi con l'agricoltura senza sottrarre terreno produttivo. I pannelli non sono installati al suolo, ma su pensiline orientabili chiamate tracker, che seguono la posizione del sole per massimizzare la captazione solare e la produzione energetica. Questa disposizione consente anche ai mezzi agricoli di operare senza impedimenti.

I vantaggi offerti da questi sistemi sono numerosi, tra cui:

- Protezione delle colture da eventi climatici estremi grazie alla creazione di zone d'ombra;
- Riduzione dei costi energetici per le aziende agricole, migliorandone la competitività;
- Contributo alla decarbonizzazione;
- Utilizzo proficuo di terreni agricoli abbandonati;
- Riduzione dell'evaporazione del suolo grazie all'ombreggiamento dei pannelli;
- Innovazione dei processi agricoli, rendendoli più sostenibili e competitivi.

Per sostenere un impianto agrivoltaico l'agrivoltaico è necessario ripensare l'impianto fotovoltaico.

Attualmente, esistono due approcci principali:

- Nuovi impianti a terra con moduli disposti a maggiore distanza rispetto ai tradizionali impianti a terra
- Impianti agrivoltaici con moduli sopraelevati, che permettono la pratica agricola su tutta la superficie sottostante e tra le file dei moduli

L'obiettivo è garantire l'integrazione del fotovoltaico con l'agricoltura, permettendo l'installazione di impianti solo a determinate condizioni, tra cui:

- presenza indispensabile della figura dell'agricoltore nel processo di produzione;
- mantenimento della destinazione agricola del terreno;
- integrazione del reddito agricolo grazie anche alla produzione energetica;
- strutture portanti ad altezze che favoriscano l'attività agricola.

I progetti che combinano l'agricoltura e la produzione di energia all'interno dello stesso sito studiano il giusto posizionamento dei pannelli solari in base alle colture da promuovere al di sotto dell'impianto.

Le strutture di montaggio ad altezza ridotta sono solitamente preferite a causa del loro minor costo correlato alla struttura rispetto all'agrivoltaico su palafitte e al microclima, che viene generato sotto i moduli solari in modo che i raccolti crescano tra le file dei campi fotovoltaici o sotto i moduli a seconda dell'altezza delle piante e esigenze di luce. Pertanto, l'area sottostante i moduli può essere sfruttata con specie tolleranti all'ombra, soprattutto nei climi caldi e aridi.

Alcuni studi a questo proposito sono già stati condotti in India e Malesia per testare specie come il tè di Giava, l'aloë vera o gli spinaci, ottenendo rendimenti di raccolto più elevati per piante erbacee riducendo allo stesso tempo la temperatura del modulo dello 0,85%, il che può aumentare la produzione annua di energia fino al 2,8%, anche se con un potenziale rischio di parassiti a causa dell'elevata umidità. I moduli fotovoltaici opachi convenzionali producono ombra, influenzando così in modo significativo il microclima all'interno della struttura (temperatura dell'aria, umidità relativa, livello di luce e concentrazione di CO₂ e la produttività). Pertanto in definitiva l'agrivoltaico è un sistema all'avanguardia: un ibrido tra agricoltura-produzione di energia che non compromette l'utilizzo dei terreni dedicati all'agricoltura e che contribuiscono alla sostenibilità ambientale ed economica dell'azienda coinvolta, promuovendo il percorso di decarbonizzazione attraverso la sperimentazione di tecnologie innovative, capaci di cogliere la necessità di adeguare tra future opere infrastrutturali e paesaggio, in funzione dei bisogni e della misura dell'uomo.



Figura 2 - Impianto agrivoltaico

3. 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 agrivoltaico per la generazione di energia elettrica della potenza nominale di **57,60 MW** all'interno dei comuni di Marrubiu 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 Decreto-Legge 15 maggio 2024, n. 63, *“Disposizioni urgenti per le imprese agricole, della pesca e dell'acquacoltura, nonché per le imprese di interesse strategico nazionale”* (GU Serie Generale n.112 del 15-05-2024), include misure specifiche riguardanti l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli. Le disposizioni principali in merito sono:

- incentivi per l'agrivoltaico: Il decreto prevede incentivi finanziari per promuovere l'installazione di impianti fotovoltaici su terreni agricoli, senza compromettere la produttività agricola. Questi incentivi sono destinati a sostenere l'integrazione di impianti solari con l'agricoltura, favorendo l'uso sostenibile del suolo;
- sostenibilità e integrazione agricola: gli impianti fotovoltaici devono essere progettati in modo da non sottrarre spazio alle coltivazioni. Si incoraggia l'uso di strutture elevate, come i tracker, che permettono

di coltivare il terreno sottostante. Questo approccio mira a garantire che l'attività agricola e la produzione di energia possano coesistere senza competizione per il suolo;

- disposizioni finalizzate a limitare l'uso del suolo agricolo, che sostanzialmente aggiunge il comma. 1bis dopo il comma 1 del art. 20 del DL 199/2021.

Il DL 63/2024 nell'art.5, Disposizioni finalizzate a limitare l'uso del suolo agricolo, al comma 1 norma l'introduzione del comma 1 bis all'art.20 del DL 199/2020. stabilendo **che l'installazione di impianti collocati a terra in zone classificate agricole dai piani urbanistici vigenti, è consentita solo nei seguenti casi:**

- La realizzazione di impianti agrivoltaici avanzati che adottino le soluzioni costruttive integrate innovative;
- In siti dove sono già installati impianti fotovoltaici a terra ma solo per interventi di modifica, rifacimento, potenziamento o integrale ricostruzione degli impianti già installati/esistenti, a condizione che non comportino incremento dell'area occupata;
- progetti che prevedono impianti fotovoltaici ubicati:
 - In cave e miniere cessate, non recuperate o abbandonate o in condizioni di degrado ambientale, o le porzioni di cave e miniere non suscettibili di ulteriore sfruttamento;
 - in siti e impianti nelle disponibilità delle società del gruppo Ferrovie dello Stato italiane e dei gestori di infrastrutture ferroviarie nonché delle società concessionarie autostradali;
 - in siti e impianti nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all'interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all'interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori di cui all'allegato 1 al decreto del Ministro dello sviluppo economico 14 febbraio 2017, pubblicato nella Gazzetta Ufficiale n. 114 del 18 maggio 2017, ferme restando le necessarie verifiche tecniche da parte dell'Ente nazionale per l'aviazione civile (ENAC);
 - nelle aree classificate agricole racchiuse in un perimetro i cui limiti distino non più di 500 metri da impianti industriali o stabilimenti così come definiti dall'art. 268, comma 1, lettera h), del DLGS 3 Aprile 2006 n. 152 (vedi definizione paragrafo successivo);
 - in aree adiacenti alla rete autostradale entro una distanza non superiore a 300 metri.
- progetti che prevedono impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra finalizzati alla costituzione di una comunità energetica rinnovabile (CER);
- i progetti attuativi delle altre misure del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza (PNRR).

Il DL 63/2024 non vieta in zone classificate agricole da piani urbanistici vigenti la realizzazione di impianti agrivoltaici perché integrano l'attività agricola e/o zootecnica con quella di produzione di energia rinnovabile.

All'interno delle **Linee Guida in materia di Impianti Agri-Voltaici** del Giugno 2022, elaborate dal gruppo di

lavoro coordinato dal MASE e composto da CREA, GSE, ENEA ed RSE, nella *PARTE II - 2 CARATTERISTICHE E REQUISITI DEI SISTEMI AGRIVOLTAICI E DEL SISTEMA DI MONITORAGGIO*, punto 2.5 REQUISITO C: l'impianto agrivoltaico adotta soluzioni integrate innovative con moduli elevati da terra, vengono esemplificate tre tipologie di impianti agrivoltaici in relazione all'altezza dei moduli (pag. 23 e 24):

- **tipo 1:** sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, e sotto di essi;
- **tipo 2:** sistema agrivoltaico in cui la coltivazione avviene tra le file dei moduli, e non al di sotto di essi;
- **tipo 3:** sistema agrivoltaico in cui i moduli fotovoltaici sono disposti verticalmente, la coltivazione avviene tra le file dei moduli fotovoltaici, l'altezza minima da terra influenza il possibile passaggio di animali.

Tutte e tre le tipologie di impianti sono classificate come agrivoltaici e quindi compatibili con quanto disposto dalle ultime modifiche normative e realizzabili in zone classificate agricole da piani urbanistici vigenti, con le seguenti distinzioni:

- gli impianti di tipo 1) e 3) sono identificabili come impianti agrivoltaici avanzati e quindi possono usufruire degli incentivi così come disposto dal Decreto del Ministero dell'ambiente e della sicurezza energetica n. 436/2024 e secondo le modalità operative stabilite con decreto del Capo Dipartimento Energia n° 233 del 16/05/2024;
- gli impianti agrivoltaici di tipo 2) che comportano esclusivamente un uso combinato della porzione di suolo interessata non possono usufruire degli incentivi così come disposto dal Decreto del MASE n. 436/2024 e secondo le modalità operative stabilite con decreto del Capo Dipartimento Energia n° 233 del 16/05/2024.

Il progetto dell'impianto agrivoltaico di Marrubiu sarà realizzato su un terreno a destinazione agricola e sarà classificato come impianto di tipo 2. Ciò implica che le coltivazioni saranno effettuate tra le file dei moduli fotovoltaici e non al di sotto di essi. Di conseguenza, non è previsto l'uso degli incentivi stabiliti dal Decreto del Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica.

Inoltre tutte e tre le tipologie di impianti sono classificate come agrivoltaici e quindi, in quanto tali, sono compatibili con quanto disposto dalle ultime modifiche normative. Pertanto il DL 63/2024 non vieta, in zone classificate agricole da piani urbanistici vigenti, la realizzazione di impianti agrivoltaici, in quanto questo tipo di impianti integrano l'attività agricola e/o zootecnica con quella di produzione di energia rinnovabile, e non sono assimilabili agli impianti fotovoltaici a terra che producono unicamente energia elettrica senza contribuire, neppure in minima parte, alle ordinarie esigenze dell'agricoltura, come disposto da diverse sentenze del Consiglio di Stato e di diversi TAR Regionali.

Relativamente alla normativa di riferimento, per la realizzazione dell'impianto agrivoltaico, 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.

4. INQUADRAMENTO TERRITORIALE

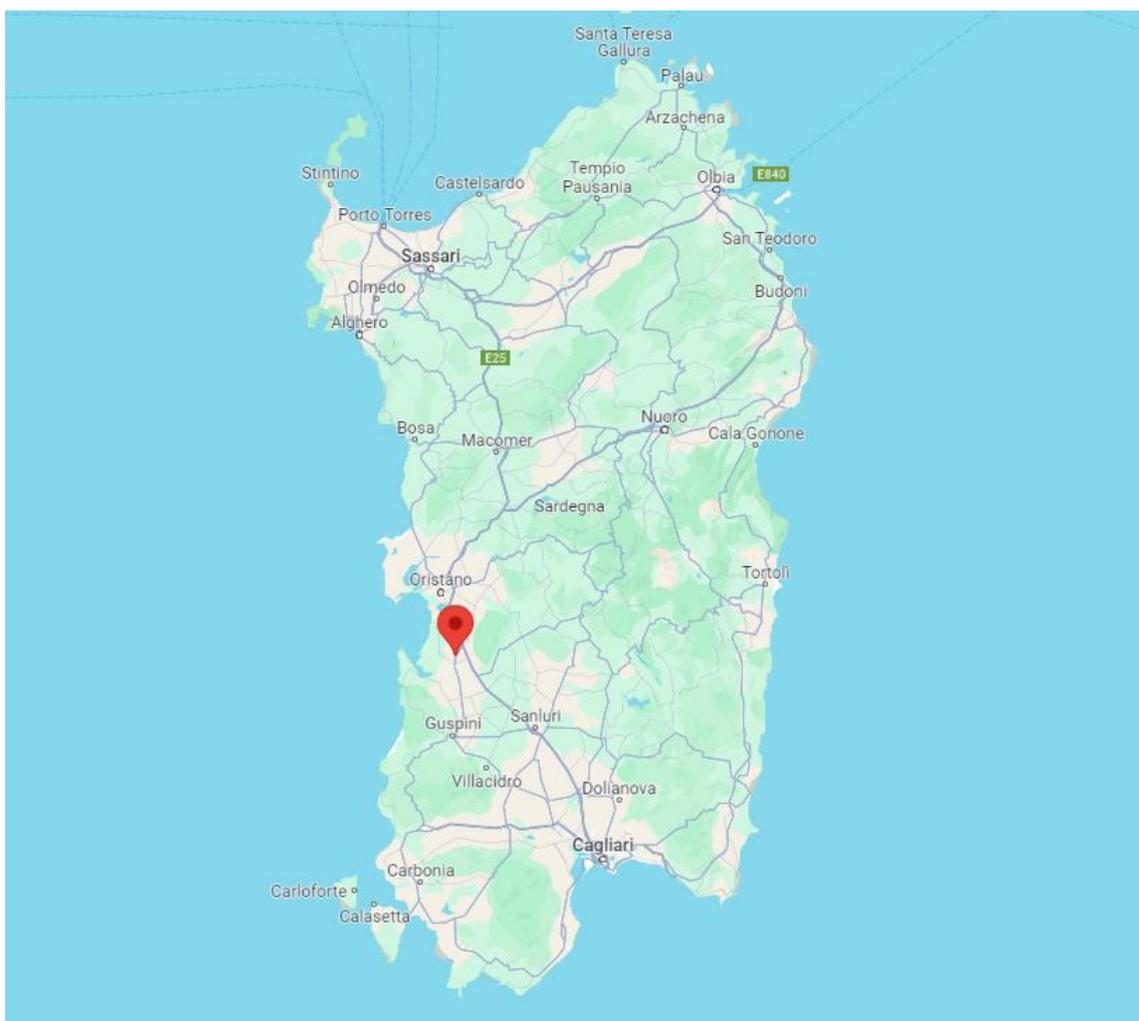


Figura 3 - Collocazione geografica del progetto

L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nel Comune di Marrubiu in prossimità della frazione di Sant'Anna.

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

- Fig. 1 del Comune di **Marrubiu**, particelle 190, 198, 200, 204, 205, 229, 235, 1060, 1064, 237, 992, 755, 239, 765, 764, 752, 743, 223, 744, 254, 241, 243, 1059, 1061, 1062, 1063, 742, 731, 760, 761, 769, 770, 1410, 1411, 225, 202, 196, 192, 194, 188, 197, 199, 206, 208, 754, 753, 210, 207, 189, 218, 1102, 203, 201, 1058, 1057;
- Fig. 2 del Comune di **Marrubiu**, particelle 661, 663, 240, 608, 235, 378, 385, 658, 664, 610;
- Fig. 6 del Comune di **Marrubiu**, particelle 212, 214.

I terreni sono localizzati nella ZONA AGRICOLA E2 e in ZONA DI TUTELA H, quest'ultima non interessata dall'installazione dei pannelli, secondo quanto attestato nel Certificato di Destinazione Urbanistica (CDU).

L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nel Comune di Marrubiu, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 8 m. s.l.m., con un territorio di 61,24 km² ed una popolazione di circa 4.553 abitanti.

Vertice superiore destro	39°48'54.84"N
	8°39'49.29"E
Vertice inferiore sinistro	39°48'6.43"N
	8°39'3.58"E

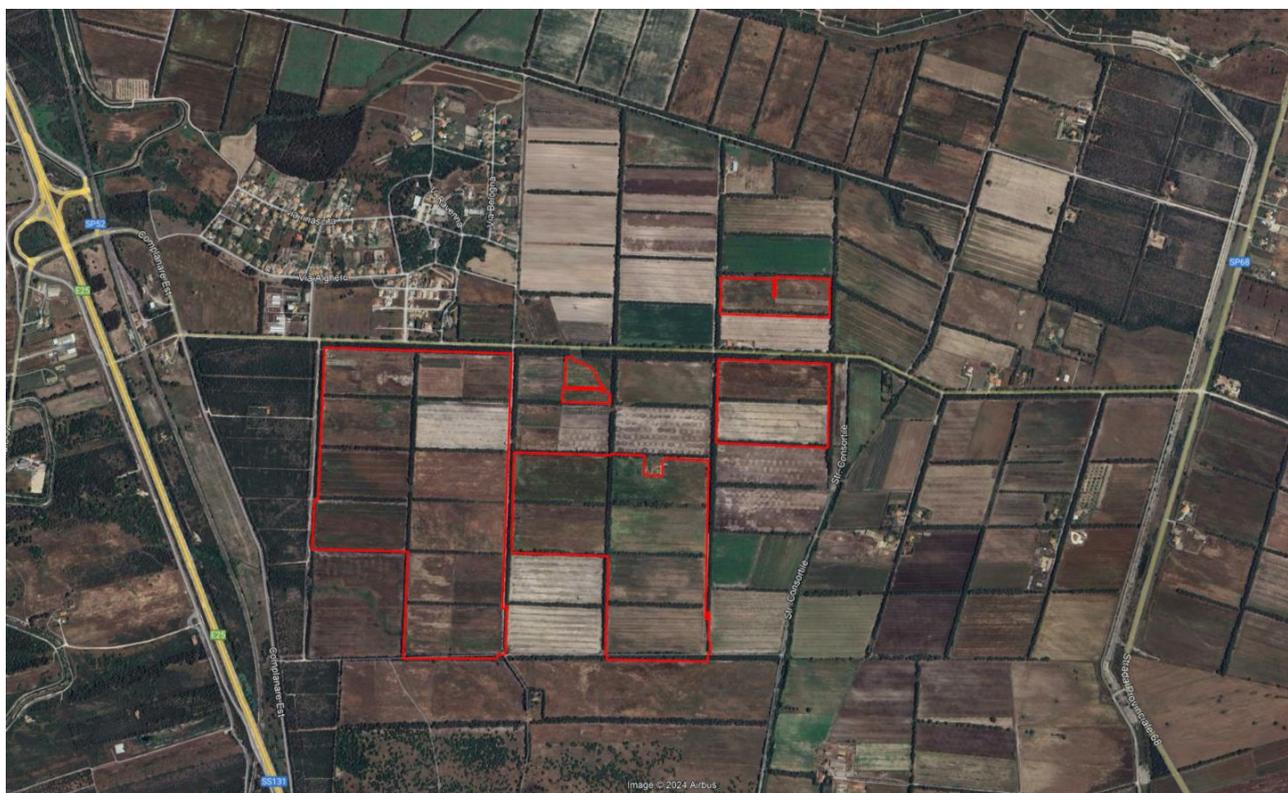


Figura 4 - Area di intervento su ortofoto.

Il sito interessato alla realizzazione dell'impianto, si trova ad un'altitudine media di circa 30 m s.l.m. e ricopre un'area lorda di 81,77 Ha.

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **57.597,12 kWp** 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 14 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 5,2 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 Canadian Solar da 720 W, pari a 2,384 m x 1,303 m:

- per le strutture **tracker da 28x2** moduli si hanno delle superfici coperte di **173,96 m²**
- per le strutture **tracker da 14x2** moduli si hanno delle superfici coperte di **86,98 m²**.

I tracker risultano 1.411 da 28x2 pannelli (245.457,56 m²) e 35 da 14x2 pannelli (3.043,25 m²), per un **totale di 248.500,81 m² coperti** su una superficie totale del lotto è di circa 81,77 ha.

MODULI CANADIAN SOLAR		
	STRUTTURE DA 28x2 MODULI	STRUTTURE DA 14x2 MODULI
SUPERFICIE SINGOLO TRACKER	173,96 m ²	86,98 m ²
NUMERO TRACKER	1411	35
SUPERFICIE TOTALE	245.457,56 m²	3.043,25 m²
SUPERFICIE TOTALE COPERTA	248.500,81 m² (24,50 ha)	
SUPERFICIE TOTALE LOTTO	817.693 m² (81,77 ha)	

Tabella 1 – Calcolo delle superfici



Figura 5 – 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) per una larghezza di 5 metri 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.

5. STUDIO VINCOLISTICO DELL'AREA DI PROGETTO

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

- Classificazione PPR – componenti di paesaggio con valenza ambientale
- 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:

- **Classificazione PPR – componenti di paesaggio con valenza ambientale:** l'impianto rientra tra le aree a destinazione Agro forestale e nel dettaglio Colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte (vedi legenda PPR sotto) e quindi aree su cui è possibile proporre un impianto agrivoltaico.



COMPONENTI DI PAESAGGIO CON VALENZA AMBIENTALE

Dalla carta dell'Uso del Suolo 1:25.000

AREE NATURALI E SUBNATURALI

Vegetazione a macchia e in aree umide
Aree con vegetazione rada > 5% e < 40%; formazioni di ripa non arboree; macchia mediterranea; letti di torrenti di ampiezza superiore a 25 m; paludi interne; paludi salmastre; pareti rocciose.

Boschi
Boschi misti di conifere e latifoglie; boschi di latifoglie.

AREE SEMINATURALI

Praterie
Prati stabili; aree a pascolo naturale; cespuglieti e arbusteti; gariga; aree a ricolonizzazione naturale.

Sugherete; castagneti da frutto

AREE AD UTILIZZAZIONE AGRO-FORESTALE

Culture specializzate e arboree
Vigneti; Frutteti e frutti minori; oliveti; colture temporanee associate all'olivo; colture temporanee associate al vigneto; colture temporanee associate ad altre colture permanenti.

Impianti boschivi artificiali
Boschi di conifere; Pioppeti, saliceti, eucalitteti; altri impianti arborei da legno; arboricoltura con essenze forestali di conifere; aree a ricolonizzazione artificiale.

Colture erbacee specializzate, aree agroforestali, aree incolte
Seminativi in aree non irrigue; prati artificiali; seminativi semplici e colture orticole a pieno campo; risaie; vivai; colture in serra; sistemi colturali e particellari complessi; aree prevalentemente occupate da colture agrarie con presenza di spazi naturali importanti; aree agroforestali; aree incolte.

Figura 6 – PPR Componenti di paesaggio a valenza ambientale

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

Risulta essere parzialmente interessato da un'area con presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali (figura 7), per tale motivo si rimanda alla *SIA 04 – Relazione Faunistica* allegata alla presente documentazione progettuale.

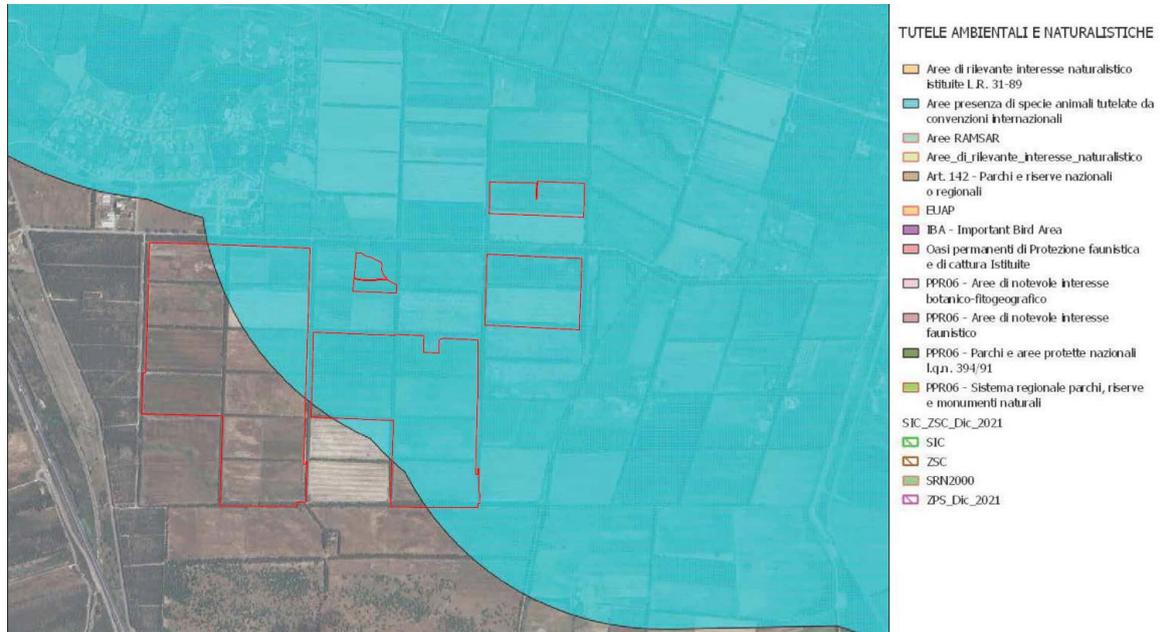


Figura 7 - Aree di tutela ambientale e naturalistica

- **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.

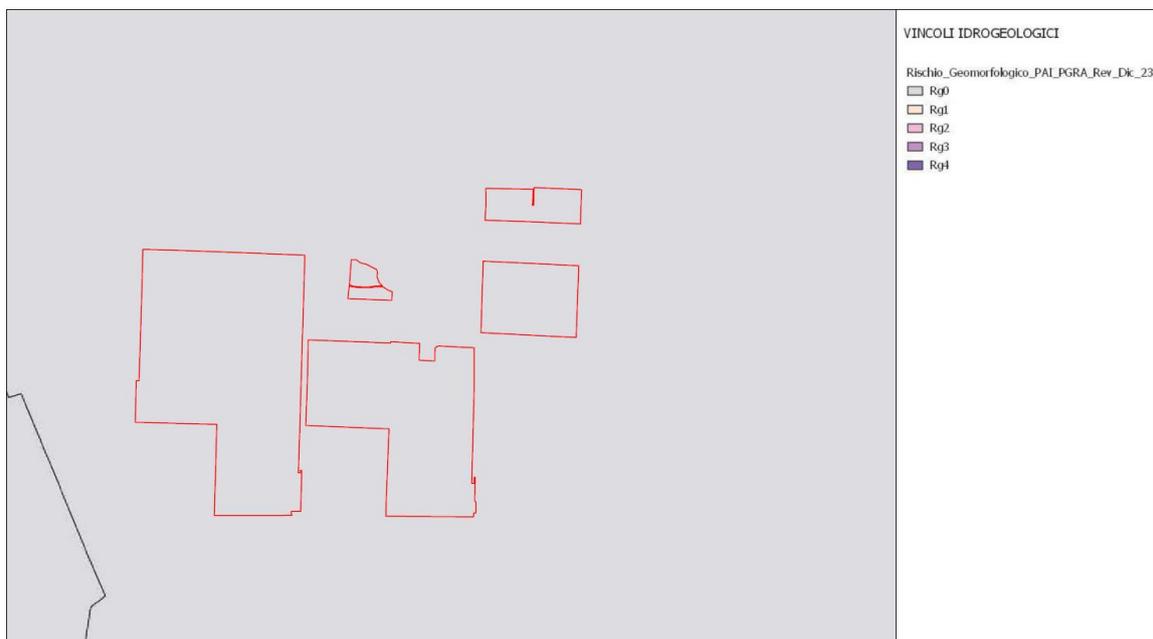


Figura 8 - PAI – vincolo geomorfologico

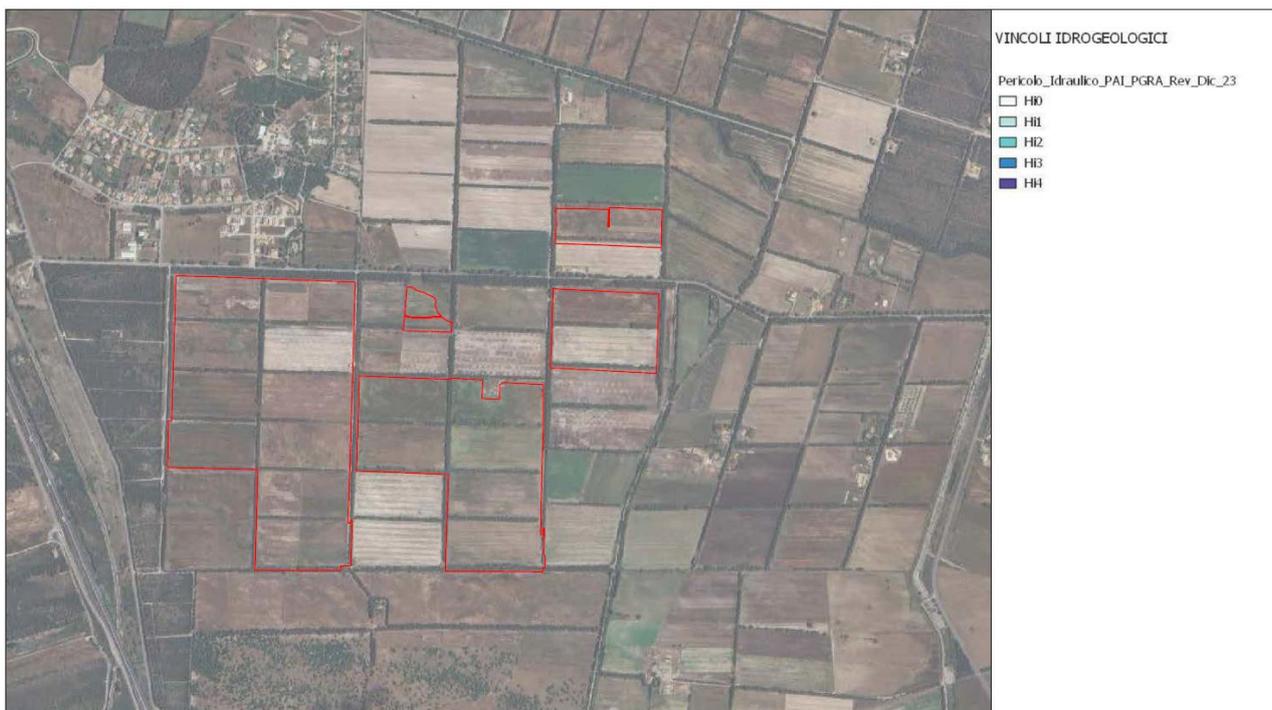


Figura 9 - PAI – Pericolo idraulico



Figura 10 - PAI – Pericolo geomorfologico

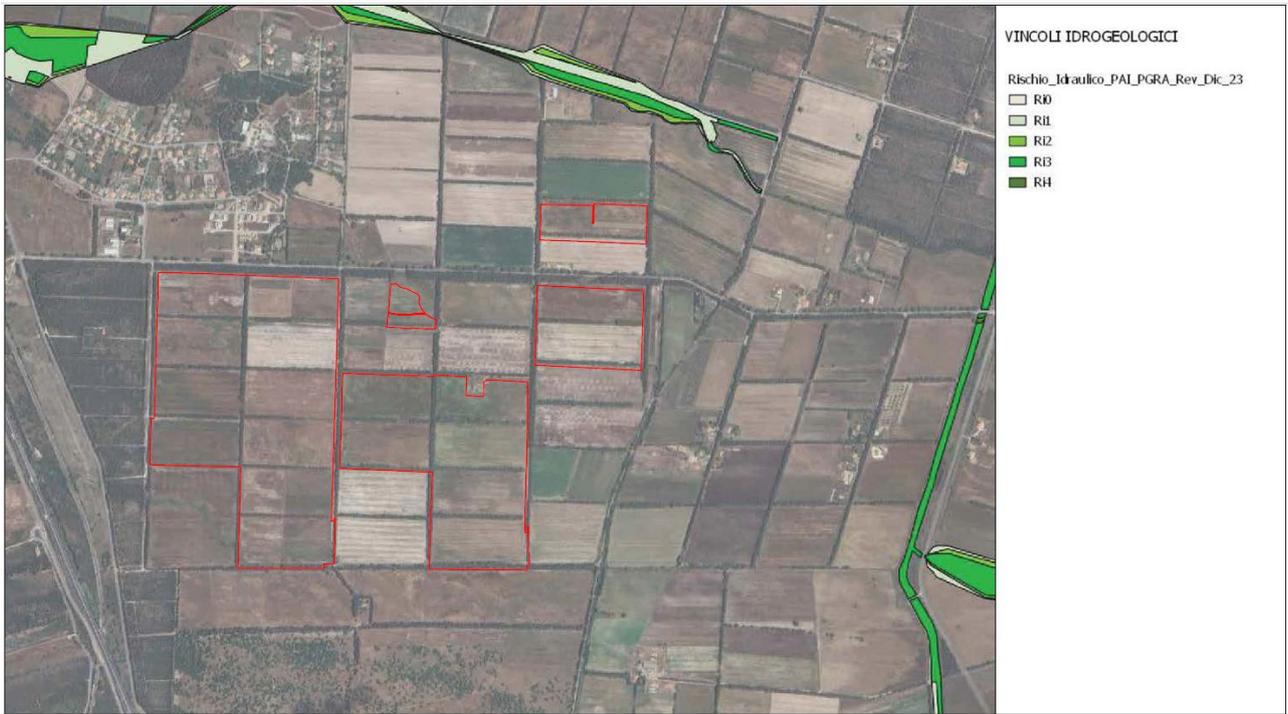


Figura 11 – PAI – Rischio idraulico

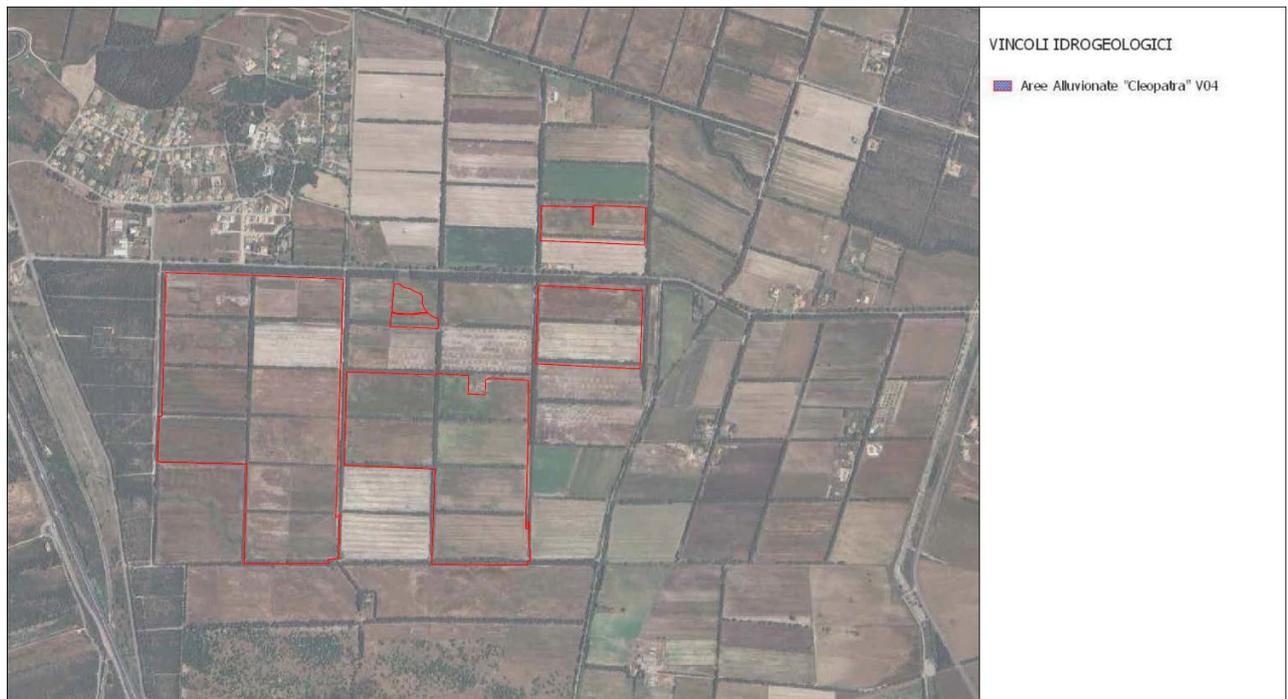


Figura 12 – Vincoli idrogeologici – aree alluvionate "Cleopatra"

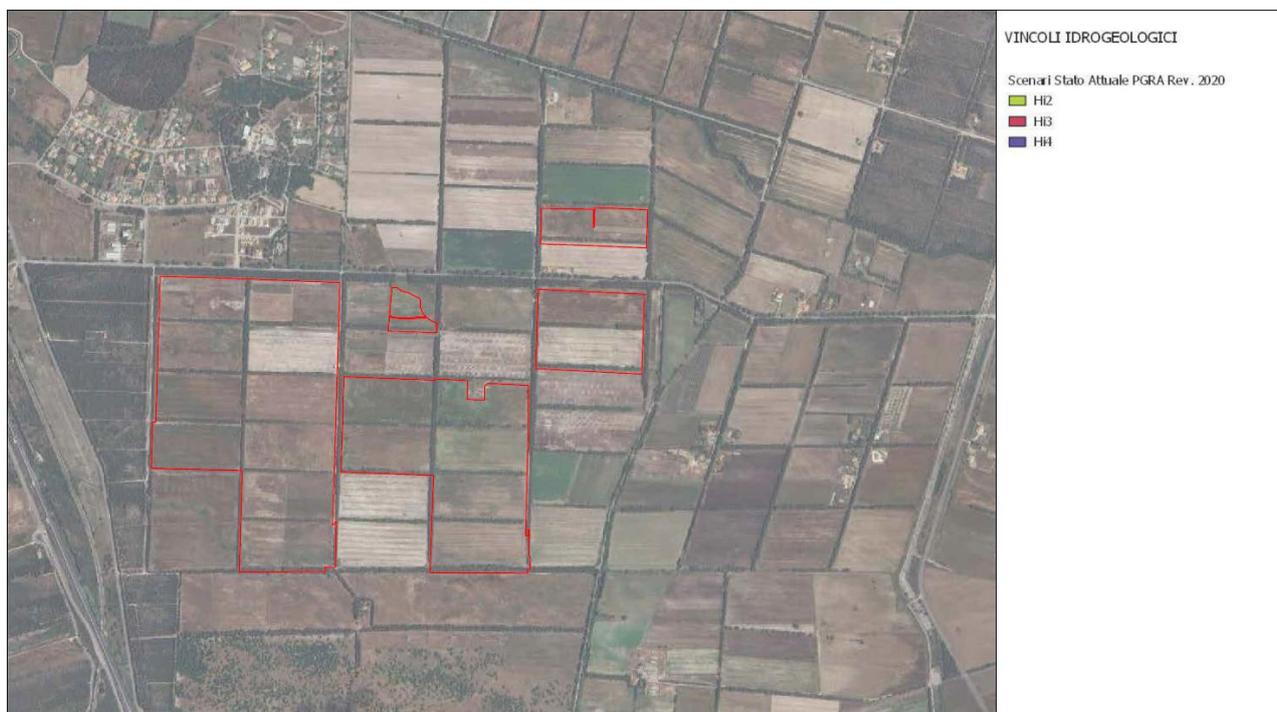


Figura 13 – Piano di gestione rischio alluvioni

- **Vincoli di tipo storico-artistico-archeologico:** Nell'area non risultano essere presenti vincoli su beni storico-artistici-archeologico-architettonici.

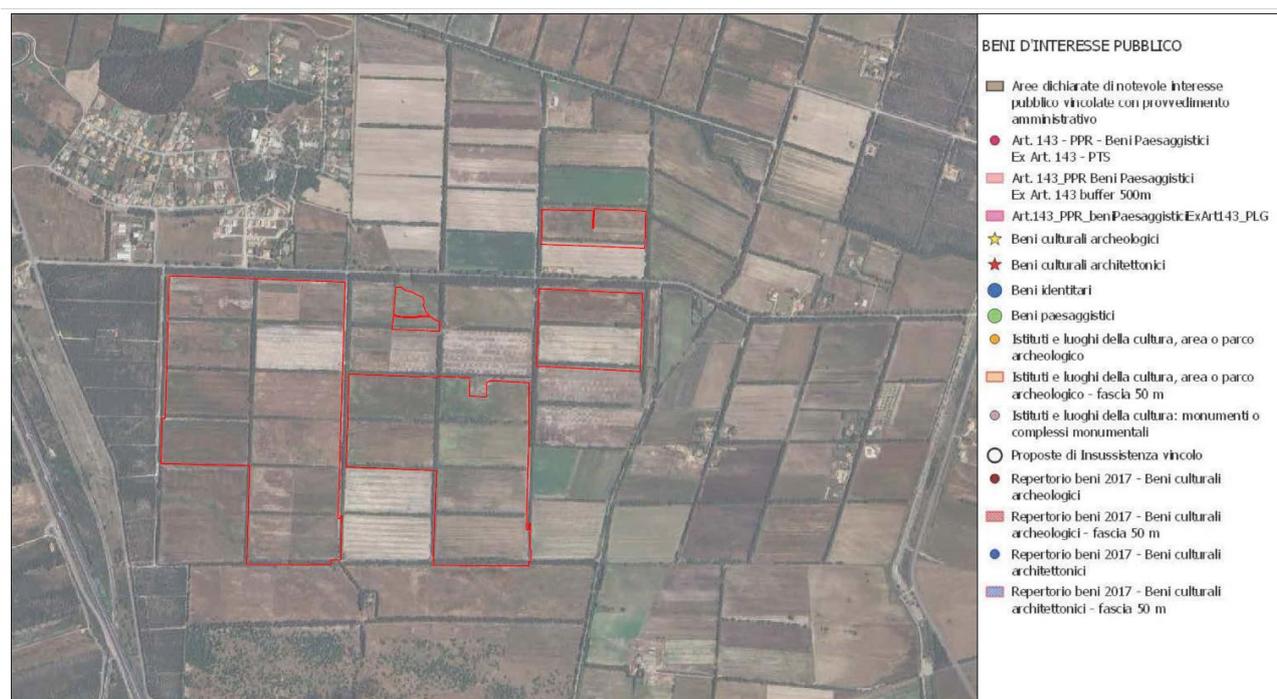


Figura 14 - Art. 143 PPR – Beni di interesse paesaggistico e beni di interesse culturale e archeologico

- **Vincoli paesaggistici – Art. 142 PPR:** l'area lorda ricade, al limite con il confine nord-orientale, all'interno della fascia di buffer dei 150 metri prevista per i fiumi e torrenti (Art. 142 PPR), come indicato in figura 17, in tale fascia non verranno posizionati i pannelli e verrà rispettato il vincolo paesaggistico.



Figura 15 - Art. 142 PPR – Corsi d'acqua

- **Vincoli di tipo urbanistico territoriale:** L'area di interesse è classificata nella seguente zona territoriale omogenee: E2 - sottozona agricola (in giallo), H -zona di tutela (in viola).

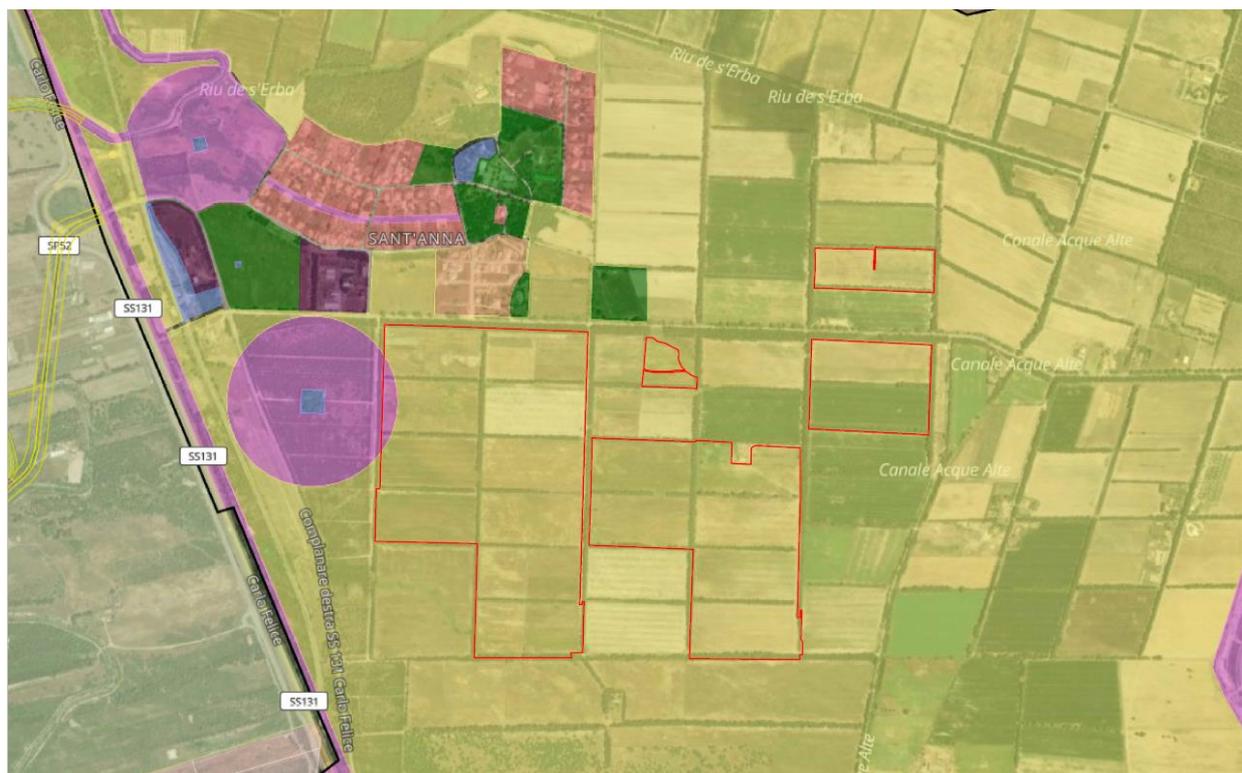


Figura 16 - Stralcio Zonizzazione PUC di Marrubiu

- **Uso del suolo:** La mappa dell'uso del suolo mostra come l'area sia per lo più definita seminativi semplici e colture orticole a pieno campo.

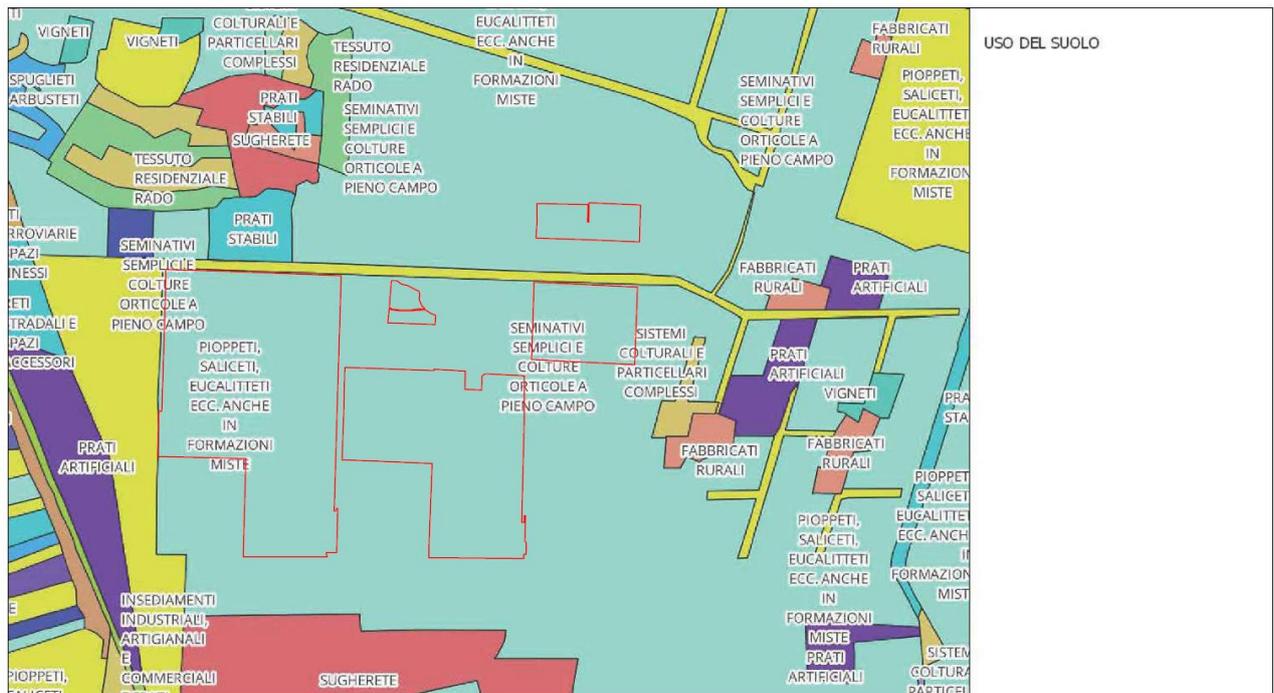


Figura 17 - Carta uso del suolo

- **Consorzio di bonifica dell'Oristanese:**

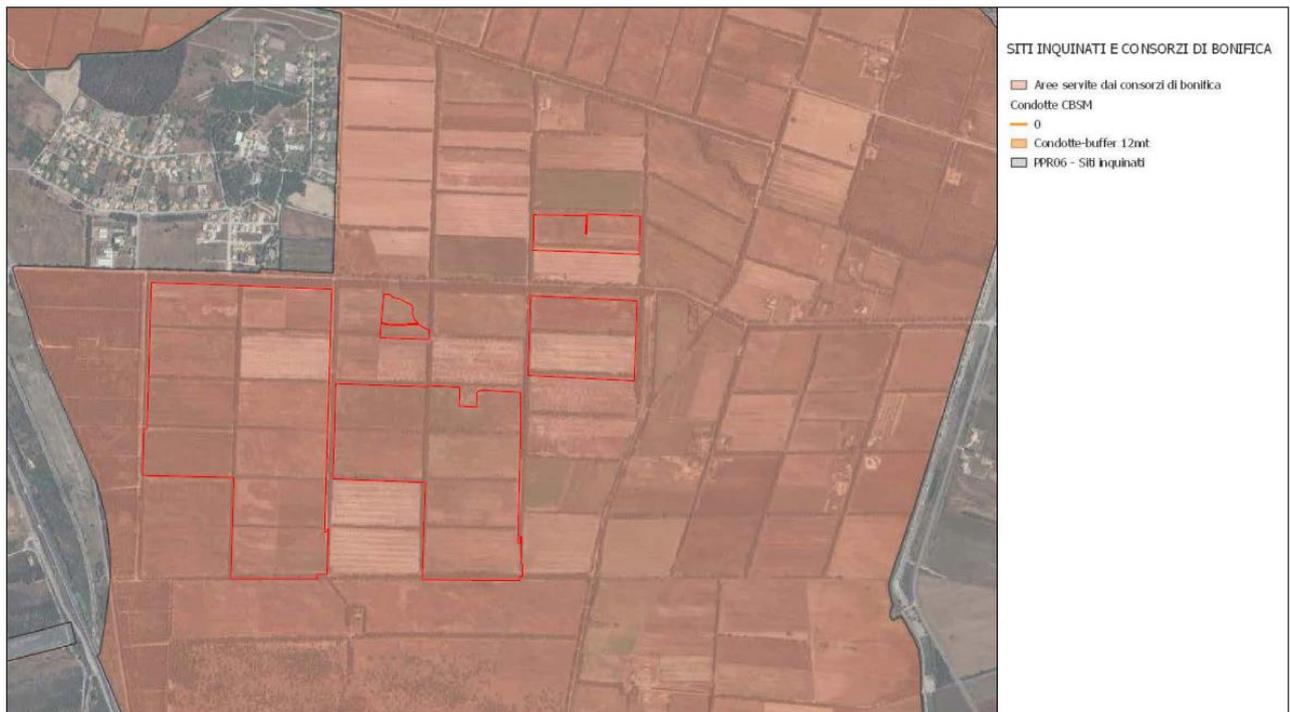


Figura 18 - Aree servite dal Consorzio di bonifica

All'interno dei vincoli definiti come non idonei dalla 59/90 è presente anche l'area di Consorzio di bonifica. L'impianto in progetto, così come è stato ideato ed articolato, ricade entro la categoria degli impianti agri-voltaici normati ai sensi dell'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la L.108/2021, anche definita governance del Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza.

Nella progettazione del layout si è tenuta in grande considerazione anche questo aspetto, ossia la presenza di condotte del Consorzio di Bonifica dell'oristanese, all'interno dell'area di progetto, rispettando le distanze previste da normativa.

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

L'area di progetto in prossimità della Strada Statale 131 (E25) e la Strada Provinciale 68, i lotti adiacenti alla strada statale non sono però interessati dal posizionamento dei pannelli. È presente inoltre la Stazione ferroviaria, ormai in disuso, di Sant'Anna e la linea ferroviaria (FS Italiane – linea Cagliari - Oristano) sempre in prossimità dei lotti che non sono interessati dal posizionamento dei pannelli. L'accesso all'area può avvenire tramite strade comunali raggiungibili dalla Strada Provinciale 68.



Figura 19 - *Infrastrutture presenti*



Figura 20 - Linee elettriche

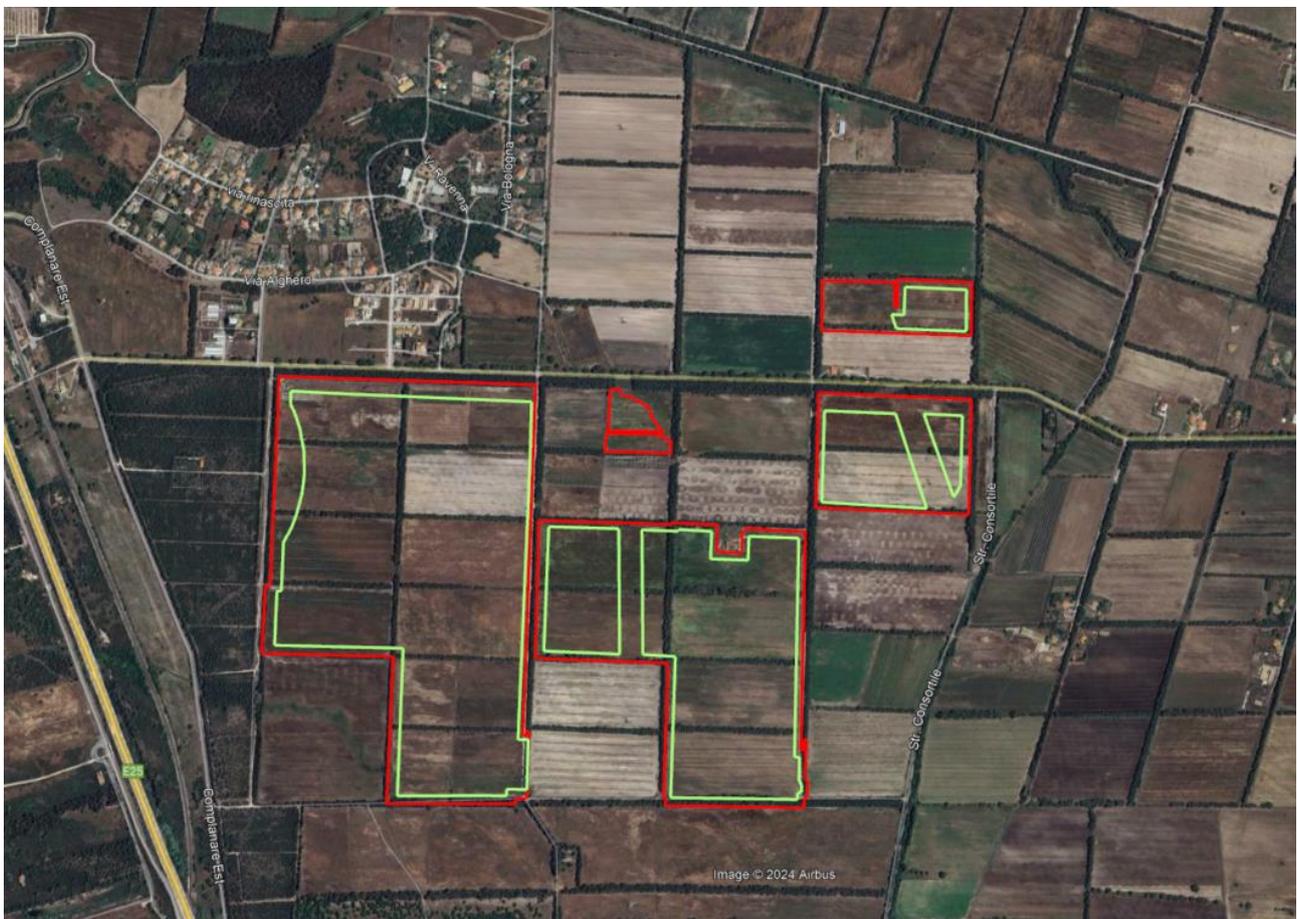


Figura 21 - Area netta (in verde) priva di vincoli in cui si inserisce l'impianto agrivoltaico

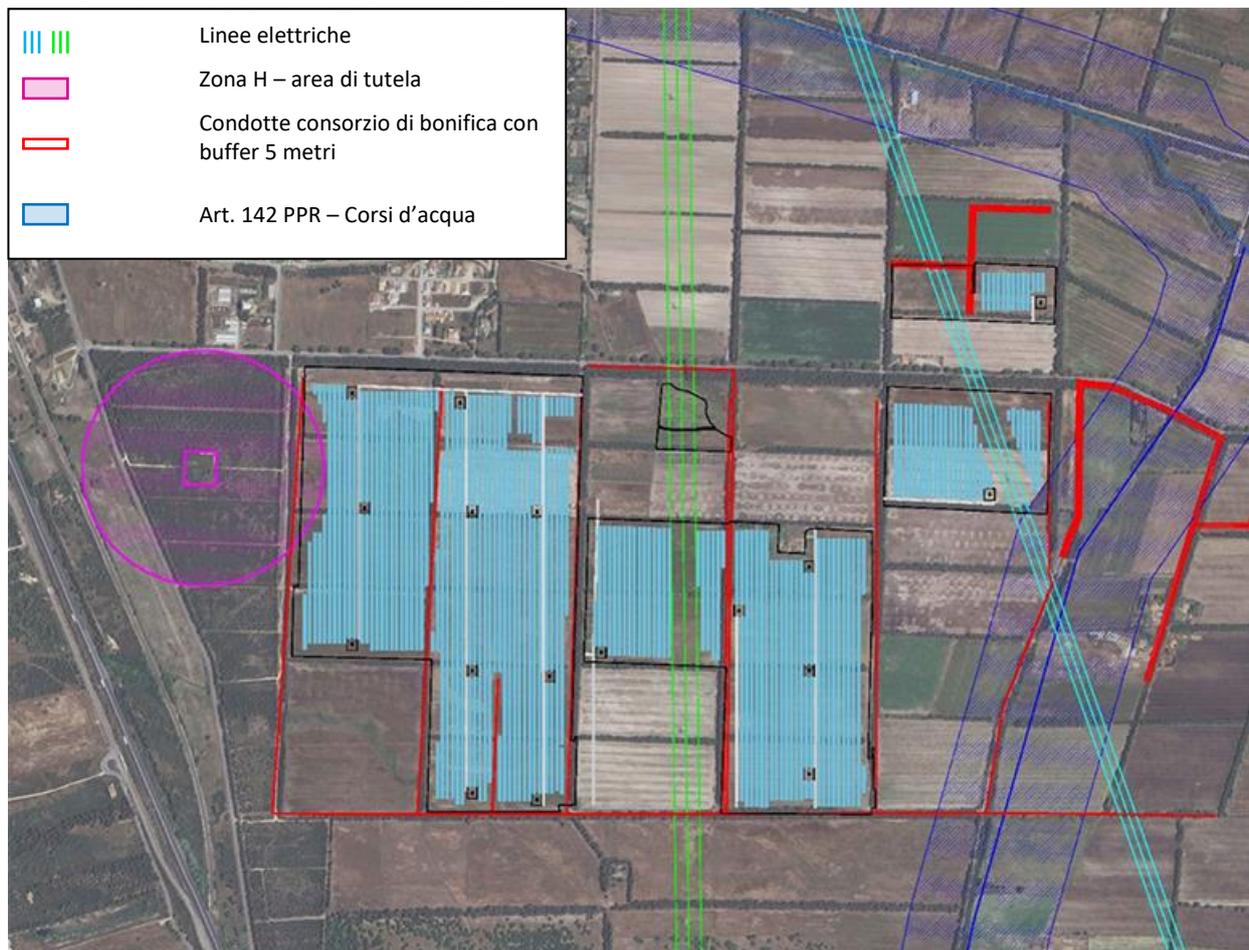


Figura 22 - Layout su base ortofoto con aree di vincolo (immagine da cambiare)

Il posizionamento dei tracker è stato valutato affinché l'area netta ricada nelle aree prive di vincolo, come indicato dalle analisi vincolistiche soprariportate. Per quanto concerne l'area con presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali (figura 7), si rimanda alla *SIA 04 – Relazione Faunistica* allegata alla presente documentazione progettuale.

6. TECNOLOGIA AGRIVOLTAICA

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;
- minimi costi di manutenzione;
- modularità del sistema.

Gli impianti agrivoltaici 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 agrivoltaico 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.

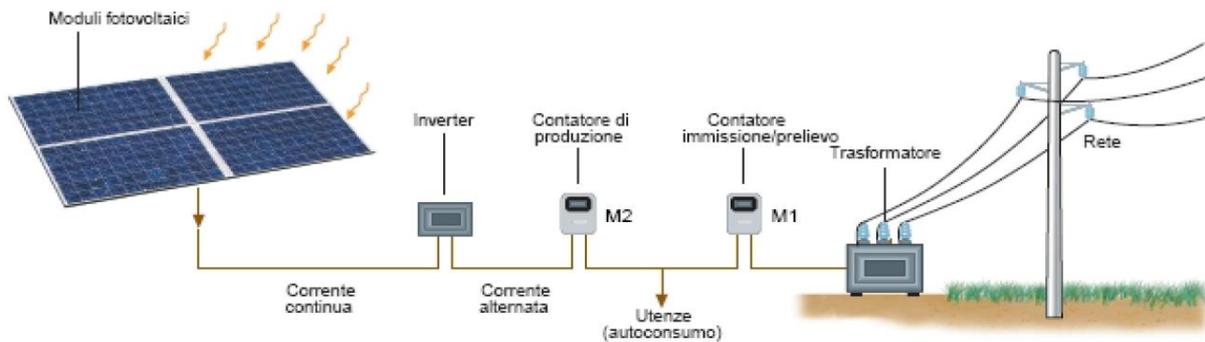


Figura 23 - Grafico Sistema fotovoltaico

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

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. Nel caso specifico dell'impianto di Marrubiu, si prevede di integrare la produzione di energia con le attività agricole e non con quelle zootecniche, si prevede inoltre l'utilizzo di tracker regolabili in altezza che possono variare da un minimo di 1,30 m a un massimo di 2,10 m da terra.

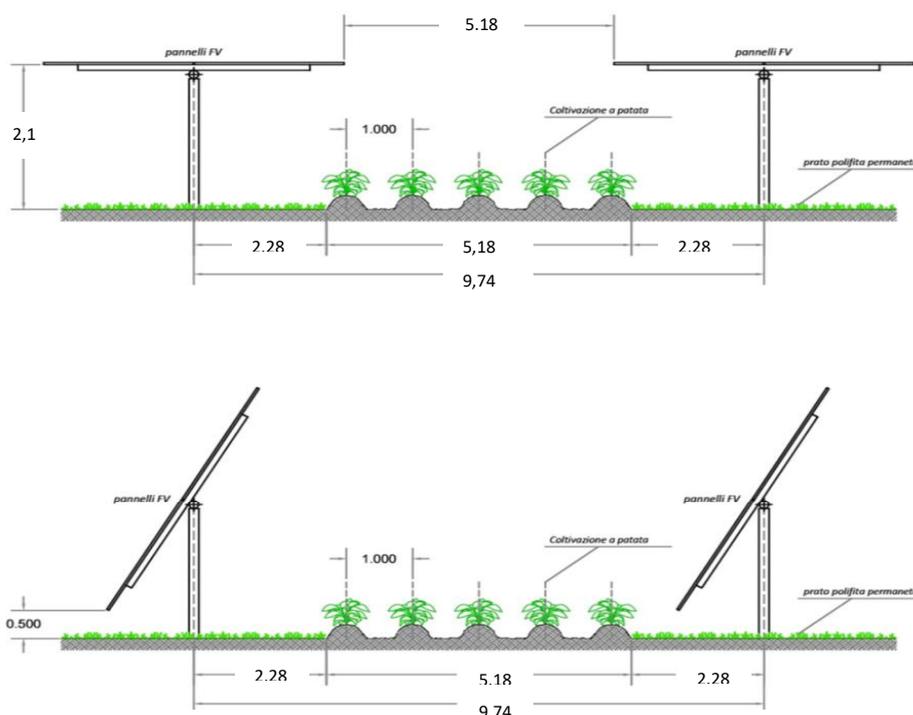


Figura 24 - Sezioni tipo con strutture di sostegno ai pannelli di tipo ad inseguimento solare monoassiale

Inoltre l'impianto in progetto, così come è stato ideato ed articolato, ricade entro la categoria degli impianti agri-voltaici normati ai sensi dell'articolo 31 del D.L. 77/2021, come convertito con la L. 108/2021 e del nuovo D.L. del 15 maggio 2024, n. 63 . L'impianto sarà dotato di un sistema di monitoraggio a sostegno dell'attività agricola che consentirà di verificare l'impatto sulle colture, sulla produttività agricola per le diverse tipologie di colture e in definitiva sulla continuità dell'attività dell'azienda coinvolta, proprio come prevede la suddetta legge n.108/2021.



Figura 25 – Esempio di agrivoltaico con integrazione di attività zootecnica

Il piano di coltivazione, compatibilmente con l'utilizzo di attrezzature meccaniche specifiche per dimensione ed ingombro, prevede quella di colture foraggere con spazi limitati alle interfile dei tracker; in questo caso, l'inerbimento tra le interfile sarà di tipo artificiale, ottenuto dalla semina di miscugli di specie autunno-vernine ben selezionate, che richiedono pochi interventi per la gestione. In particolare si opterà per le seguenti specie:

- *Trifolium subterraneum* o *Trifolium alexandrinum* (comunemente detti trifoglio), o *Vicia sativa* (*veccia*) per quanto riguarda le leguminose;
- *Lolium multiflorum var. italicum* (loietto italico) o *Avena sativa L.* (*avena*) e *Triticale* per quanto riguarda le graminacee.

La superficie coltivata sarà suddivisa in settori in modo che, a rotazione, venga garantita la "messa a riposo" per un periodo non inferiore all'anno; questo per evitare fenomeni di "stanchezza" del terreno e garantire il mantenimento della fertilità del suolo secondo la buona pratica agronomica.

Inoltre l'intera superficie destinata a progetto verrà suddivisa in 4 distinte "Isole" di coltivazione al fine di poter gestire al meglio i principi di rotazione colturale, avviando con lo start di coltivazione con lo schema seguente:



ISOLE					START DI COLTIVAZIONE
ISOLA DI COLTIVAZIONE A					Consociazione di GRAMINACEE
Lotto 1	Lotto 2	Lotto 3	Lotto 4	Lotto 5	
Lotto 6	Lotto 7	Lotto 8	Lotto 9	Lotto 10	
ISOLA DI COLTIVAZIONE B					Consociazione di LEGUMINOSE
Lotto 12	Lotto 13	Lotto 14	Lotto 15	Lotto 16	
Lotto 17					
ISOLA DI COLTIVAZIONE C					Consociazione di LEGUMINOSE
Lotto 18					
ISOLA DI COLTIVAZIONE D					Consociazione di GRAMINACEE
Lotto 19 Lotto 20					

Figura 26 - Layout e schema coltivazioni

Si rimanda alla *Relazione agronomica* (AVRE20) per maggiori dettagli circa il piano colturale in progetto.

7. PERCORSO DI CONNESSIONE

La connessione alla RTN dell'impianto agrivoltaico "MARRUBIU", prevede l'immissione alla rete nazionale da realizzare mediante cavidotto interrato di 17 km, che interesserà le seguenti fasce stradali o i rispettivi mappali adiacenti all'interno dei Comuni di Marrubiu, Santa Giusta, Palmas Arborea e Oristano:

- Strada comunale Marrubiu
- Strada Provinciale 68
- Strada Provinciale 57
- Strada Provinciale 53
- Strada comunale Oristano.

Si rimanda all'allegato "ALL.1_AVRE01 - Piano particellare percorso cavidotto" allegato alla presente per maggiori dettagli circa le particelle interessate dal passaggio del cavidotto.



Figura 27 - Inquadramento su base ortofoto layout di impianto e percorso di connessione al futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Oristano

Come riportato in *Figura 28*, sono state individuate **16 interferenze** (INT - in giallo) e **5 attraversamenti stradali** (AS - in verde) risolvibili attraverso **19 possibili punti TOC - trivellazioni orizzontali controllate**.

Di questi 19 punti TOC ipotizzati, due di essi riuniscono due interferenze assieme a due attraversamenti stradali (AS_01 con INT_03 e AS_03 con INT_13).

Le interferenze sono state individuate in corrispondenza dei seguenti elementi:

- condotte idriche del Consorzio di Bonifica di Oristano
- condotte idriche della rete SIMR (SISTEMA IDRICO MULTISETTORIALE DELLA REGIONE AUTONOMA DELLA SARDEGNA)
- corpi idrici;

Mentre gli attraversamenti stradali sono stati individuati in corrispondenza delle seguenti Strade:

- Strada Provinciale 68;
- Strada Provinciale 57;
- Strada Provinciale 53.

Si rimanda all'elaborato "*AVRE_23 Relazione tecnica delle opere di connessione alla rete elettrica nazionale*" e alle tavole progettuali (dalla *AV_37* alla *AV_47B*) per maggiori dettagli circa le ipotesi di risoluzione di tali interferenze.

Si riporta di seguito l'elenco delle interferenze e degli attraversamenti stradali individuati:

- **INT. 01** - ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
- **INT. 02** - ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142) - STRAHLER CAT. 1
- **INT.03** - ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 5
ATTRAVERSAMENTO STRADALE
- **INT.04** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 3
- **INT.05** ATTRAVERSAMENTO **CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 4**
- **INT.06** **ATTRAVERSAMENTO CORPO** IDRICO PPR (ART. 143) - STRAHLER CAT. 2
ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO STRAHLER CAT. 1
- **INT.07** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO STRAHLER CAT. 2
- **INT.08** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO STRAHLER CAT. 1
ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO STRAHLER CAT. 2
ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 3
- **INT.09** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142) - STRAHLER CAT. 2

- ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 4
- **INT.10** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT. 1 – SIMR
ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
 - **INT.11 ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO**
 - **INT.12** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 142 - ART. 143) - STRAHLER CAT.6
ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
 - **INT.13** ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
ATTRAVERSAMENTO STRADALE
 - **INT.14** ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
 - **INT.15** ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
 - **INT.16** ATTRAVERSAMENTO CORPO IDRICO PPR (ART. 143) - STRAHLER CAT. 1
ATTRAVERSAMENTO CONDOTTA CBO
 - **AS. 01** ATTRAVERSAMENTO STRADA PROVINCIALE SP 68 (CORRISPONDE A INT. 03)
 - **AS. 02** ATTRAVERSAMENTO STRADA PROVINCIALE SP 68 - SP 57
 - **AS. 03** ATTRAVERSAMENTO STRADA PROVINCIALE SP 57 - SP 53 (CORRISPONDE A INT.13)
 - **AS. 04** ATTRAVERSAMENTO STRADA PROVINCIALE SP 53
 - **AS. 05** ATTRAVERSAMENTO STRADA PROVINCIALE SP 53



Figura 28 – Interferenze cavidotto

Le interferenze rilevate, sono state individuate anche attraverso una verifica della presenza di vincoli nel territorio ed in particolare nell'area vasta attraversata dal cavidotto.

Così come nell'area di progetto, 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.
- **Vincoli per le aree di rilevanza naturalistico ambientale:** il cavidotto rientra tra le aree con presenza di specie animali tutelate da convenzioni internazionali, per tale motivo si rimanda anche in questo caso alla *SIA 04 – Relazione Faunistica* allegata alla presente documentazione progettuale.
- Inoltre trattandosi di un cavidotto interrato, una volta effettuata la posa del cavo si ripristinerà allo stato dei luoghi l'area circostante al fine di non creare alcuna interferenza con l'area di tutela.

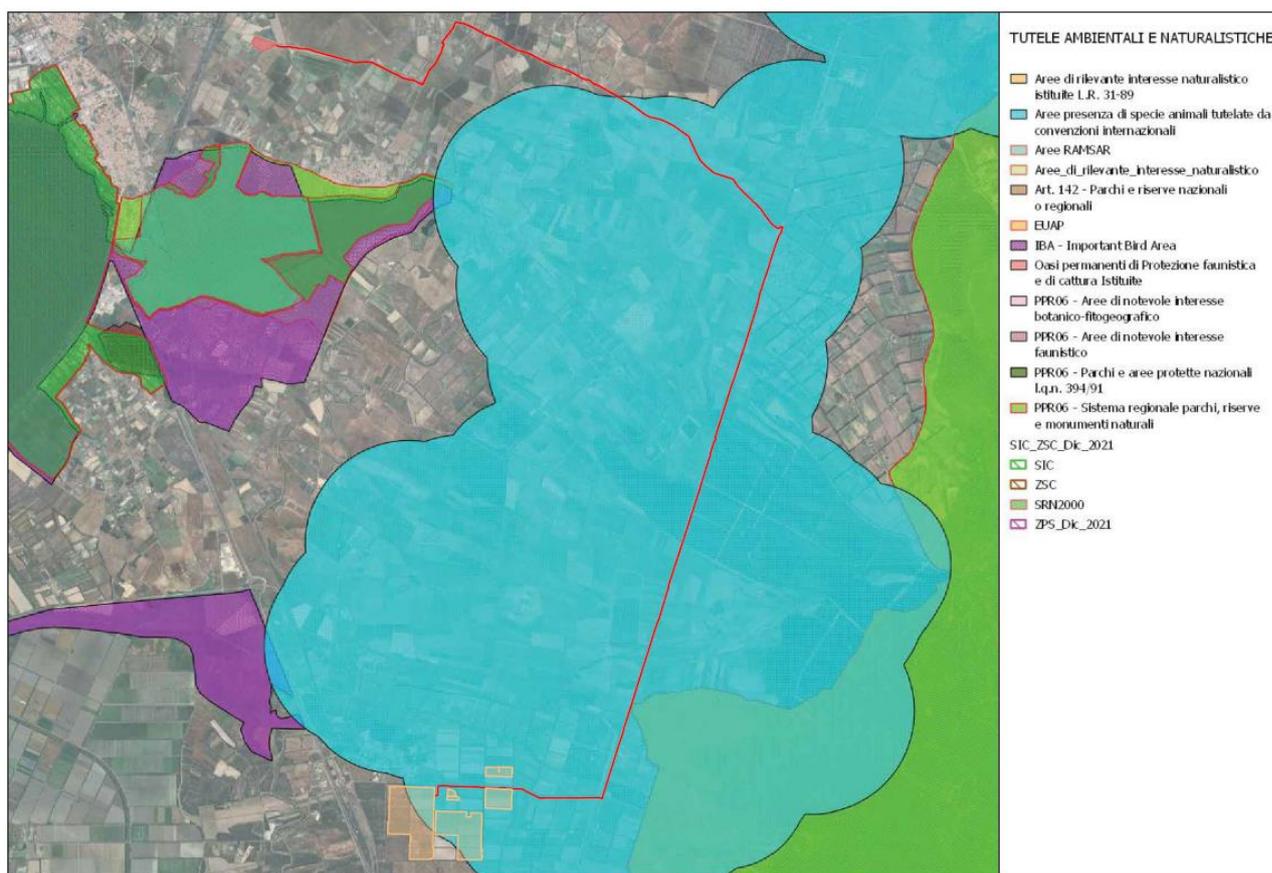


Figura 29 - Aree di tutela ambientale e naturalistica

- **Vincoli di tipo idraulico e idrogeologico:** L'area risulta essere esente da rischi o pericoli idrogeologici e geomorfologici. Le perimetrazioni individuate nell'ambito del P.A.I. Risultano invece essere presenti dei vincoli idraulici in corrispondenza di fiumi e torrenti, tipici del paesaggio idrico sardo. In corrispondenza

di tali interferenze sono state previste le opportune soluzioni (punti TOC, staffaggio o attraversamenti) come descritto precedentemente.

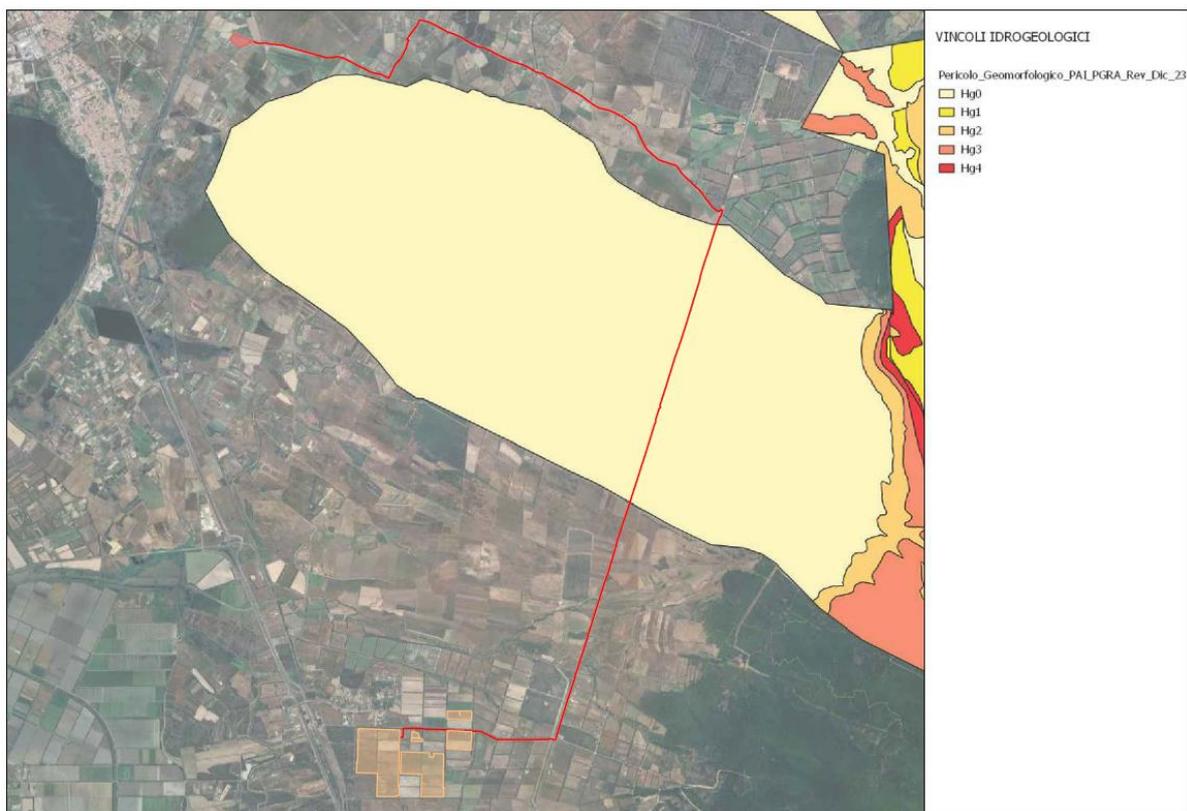


Figura 30 – PAI – vincoli idrogeologici - Pericolo geomorfologico

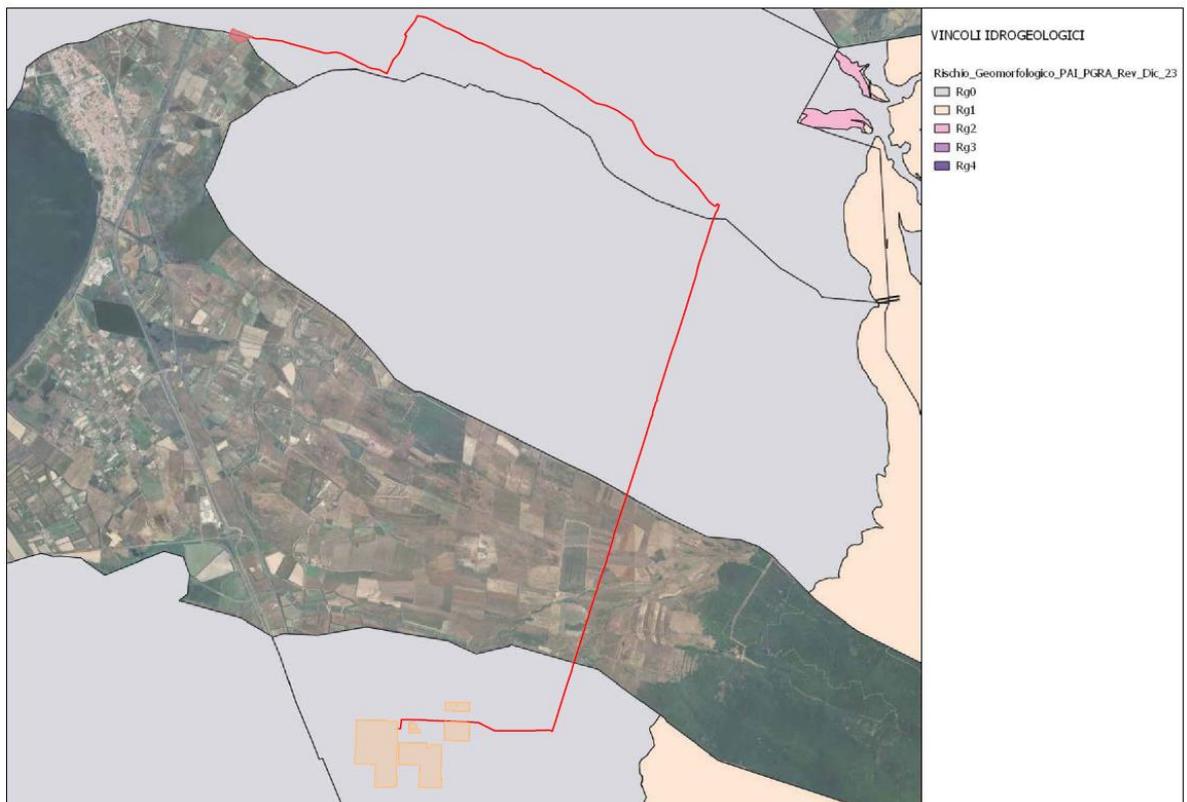


Figura 31 – PAI – vincoli idrogeologici – rischio geomorfologico

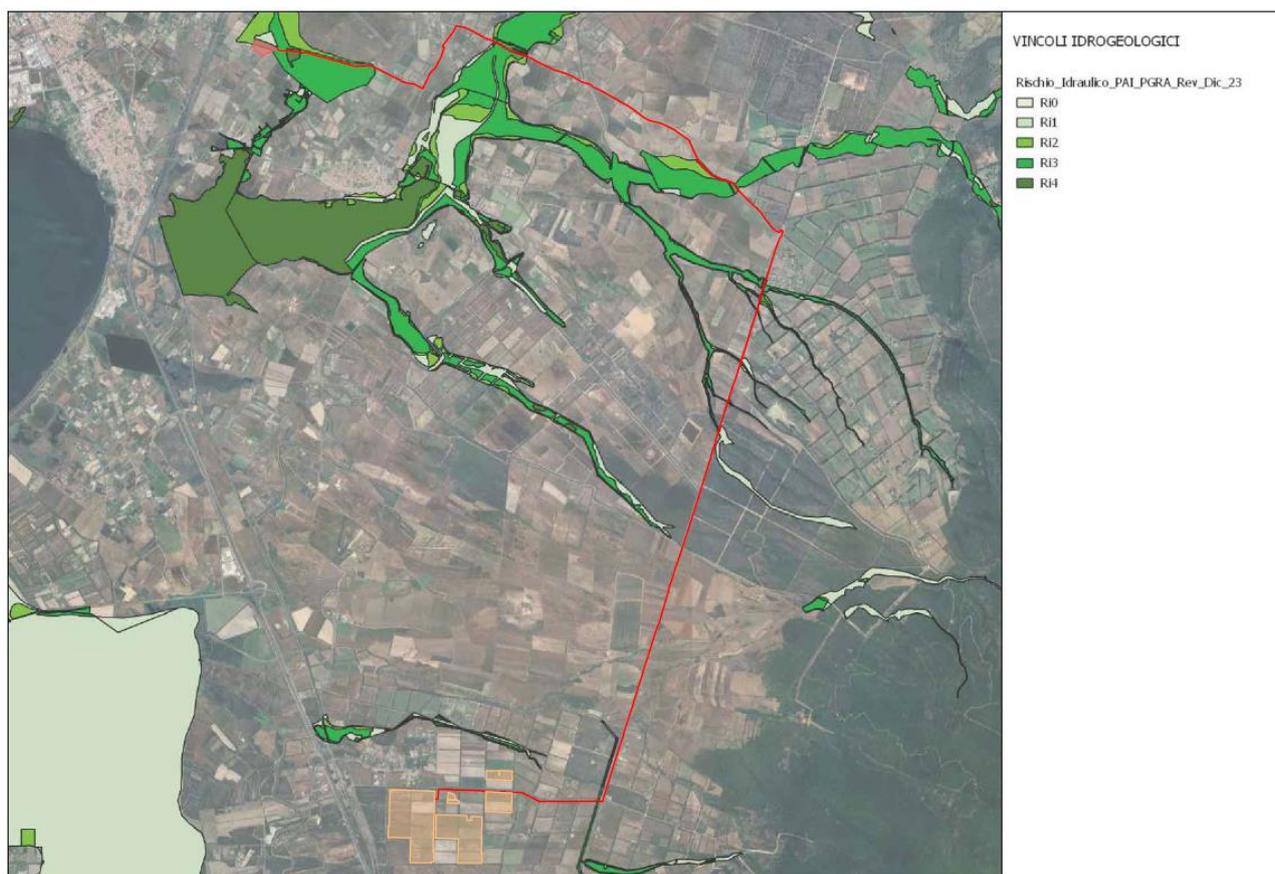


Figura 32 – PAI – vincoli idrogeologici – rischio idraulico

- **Vincoli di tipo storico-artistico-archeologico:** nell'area non risultano essere presenti vincoli (figura 33) su beni storico-artistico-archeologico-architettonici ad eccezione dell'insediamento denominato "Perda bogada" (coordinate X: 1.470.364,51 Y: 4.415.270,87) che si trova all'interno dell'elenco dei beni paesaggistici per i quali, in sede di copianificazione ai sensi dell'art. 49 comma 2 delle NTA del PPR, è stata proposta la dichiarazione di non sussistenza del vincolo paesaggistico. Si rimanda alla Valutazione preventiva di interesse archeologico allegata alla documentazione progettuale.

- Sono stati individuati inoltri fiumi e torrenti che risultano essere aree tutelati per legge individuati (art. 142) e vincolati secondo il **Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio:**

"c) i fiumi, i torrenti, i corsi d'acqua iscritti negli elenchi previsti dal testo unico delle disposizioni di legge sulle acque ed impianti elettrici, approvato con regio decreto 11 dicembre 1933, n. 1775, e le relative sponde o piedi degli argini per una fascia di 150 metri ciascuna;"

Altri, come individuato in figura 34 e 35, tra i corsi d'acqua presenti in loco, sono individuati da PPR (art. 142) come vincolati secondo il Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

Come precedentemente descritto, anche in questo caso, in corrispondenza di tali interferenze si interverrà tramite TOC o staffaggio lungo ponte/cavidotto. Si rimanda alle tavole progettuali allegata per

maggiori dettagli circa la risoluzione delle interferenze individuate

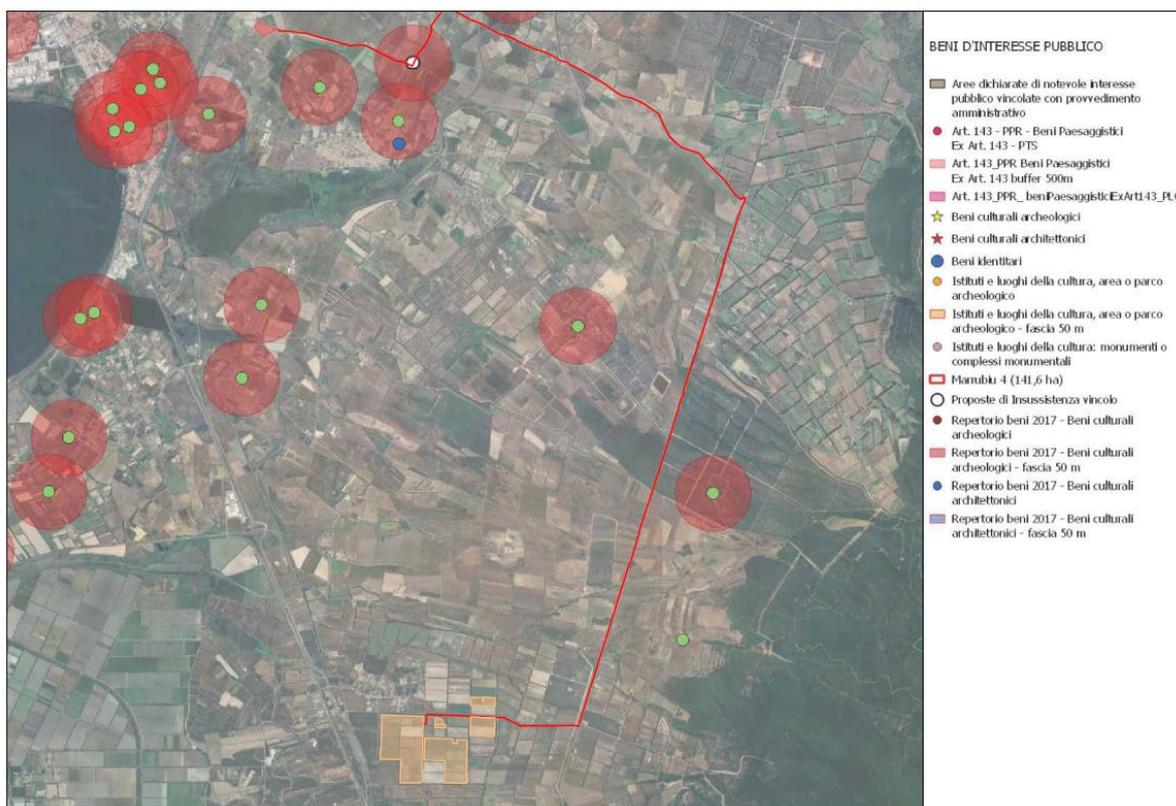


Figura 33 - Art. 143 PPR – Beni di interesse paesaggistico e beni di interesse culturale e archeologico

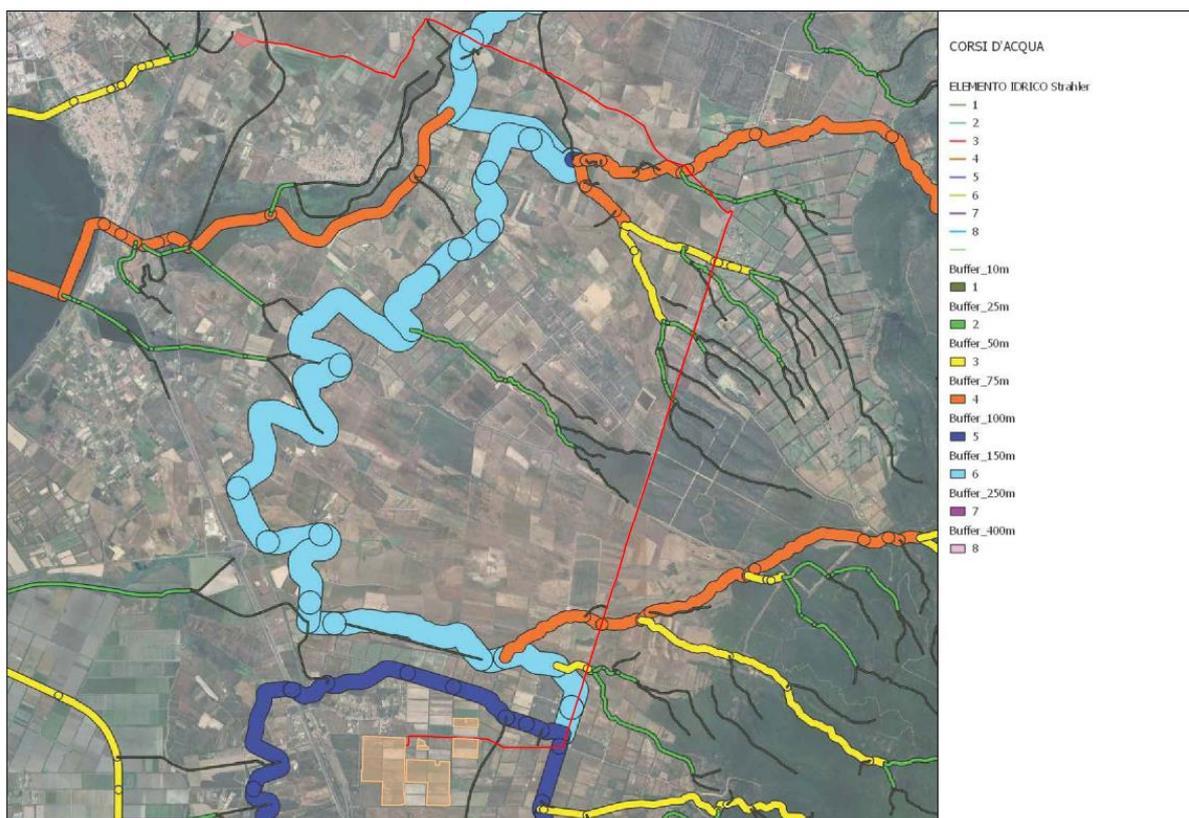


Figura 34 - Corsi d'acqua Elementi idrici Strahler

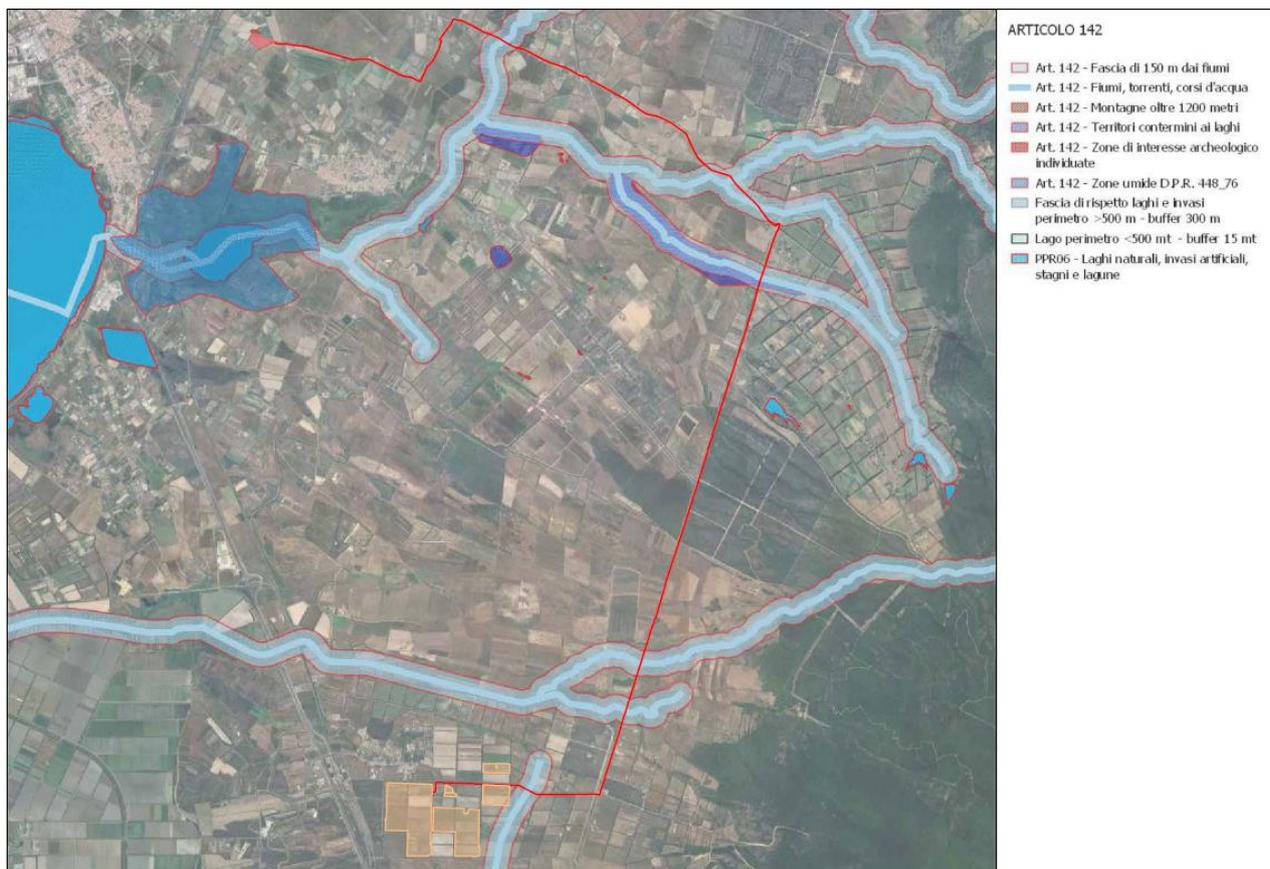


Figura 35 - Corsi d'acqua vincolati dall'art. 142 – Codice dei beni culturali e del paesaggio

8. STIMA PRODUCIBILITÀ SOLARE

Per energia solare si intende l'energia emessa dal Sole con continuità, sotto forma di energia raggiante. 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.

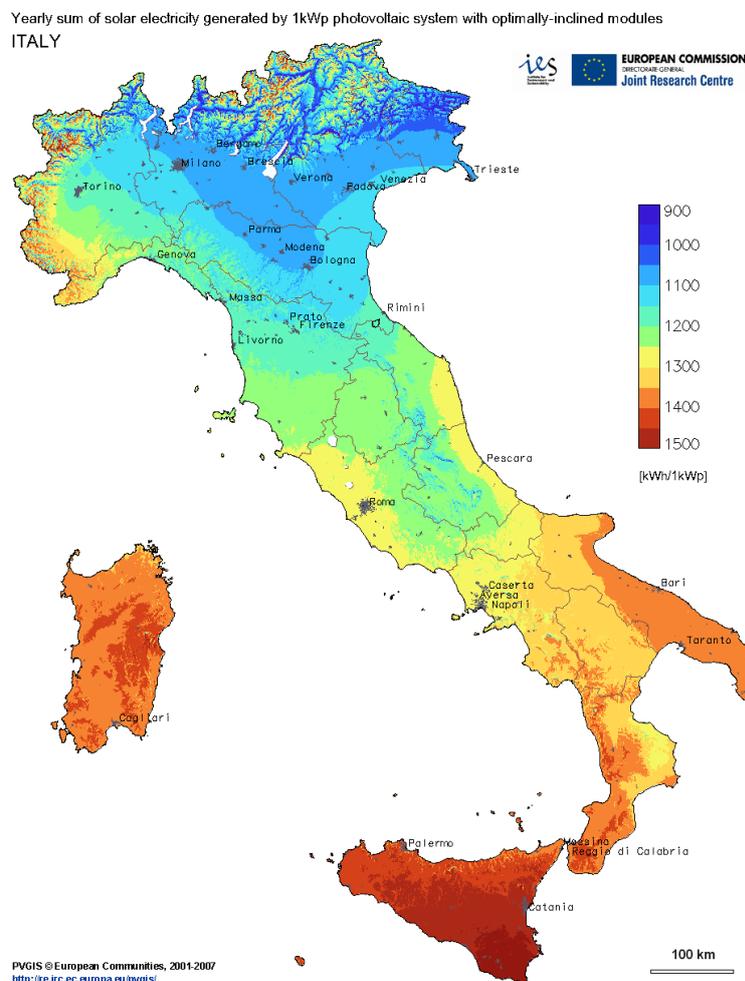


Figura 36 - Radiazione globale SOLARE - Italia

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:

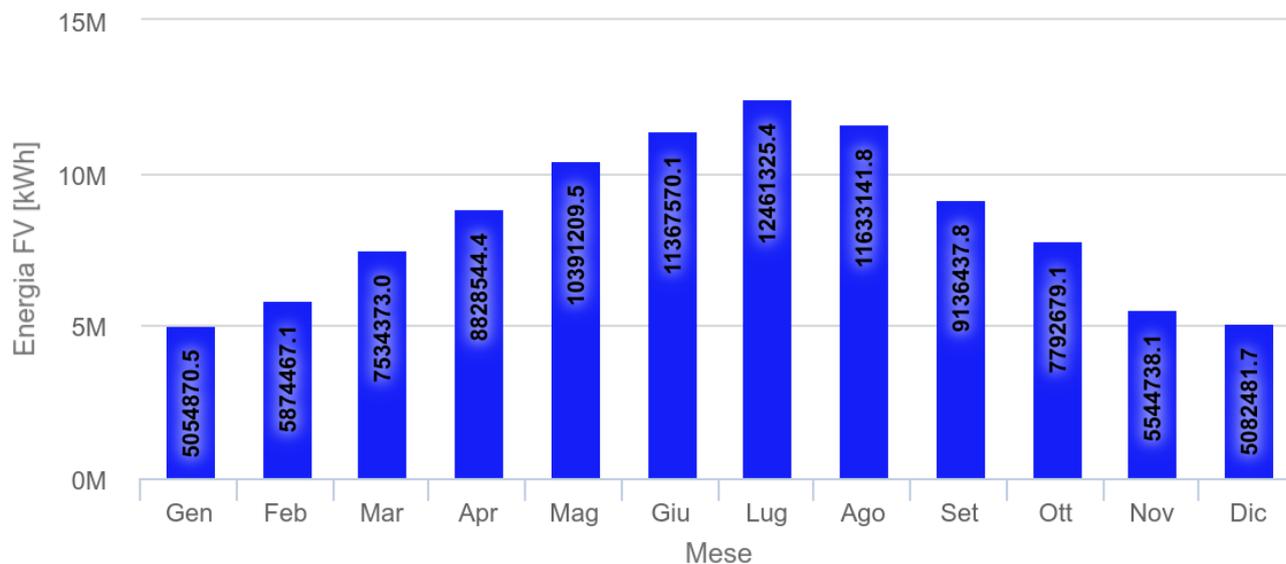
- Località del sito di installazione
- Orientamento del piano fotovoltaico
- Inclinazione del piano fotovoltaico
- Ombreggiamenti
- Caratteristiche tecniche del sistema

Come è lecito attendersi, la produzione di un impianto agrivoltaico 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 Marrubiu, sono state effettuate le seguenti analisi:

Energia mensile da sistemi FV ad inseguimento

(C) PVGIS, 2024



Opzioni inseguimento
(Click on series to hide)

● Asse verticale

STIMA DEL RENDIMENTO ENERGETICO FV	
Luogo [Lat/Lon]:	39.806,8.655
Orizzonte:	Calcolato
Database solare:	PVGIS-SARAH2
Tecnologia FV:	Silicio cristallino
FV installato [kWp]:	57.597,12
Perdite di sistema [%]:	20
Slope angle [°]:	54
Produzione annuale FV [kWh]:	100701838.51
Irraggiamento annuale [kWh/m2]:	2415.34
Variazione interannuale [kWh]:	4608295.8
Variazione di produzione a causa di:	
Angolo d'incidenza [%]:	-1.51
Effetti spettrali [%]:	0.77
Temperatura e irradianza bassa [%]:	-8.83
Perdite totali [%]:	-27.61

Fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2024

Grafico dell'orizzonte

(C) PVGIS, 2024

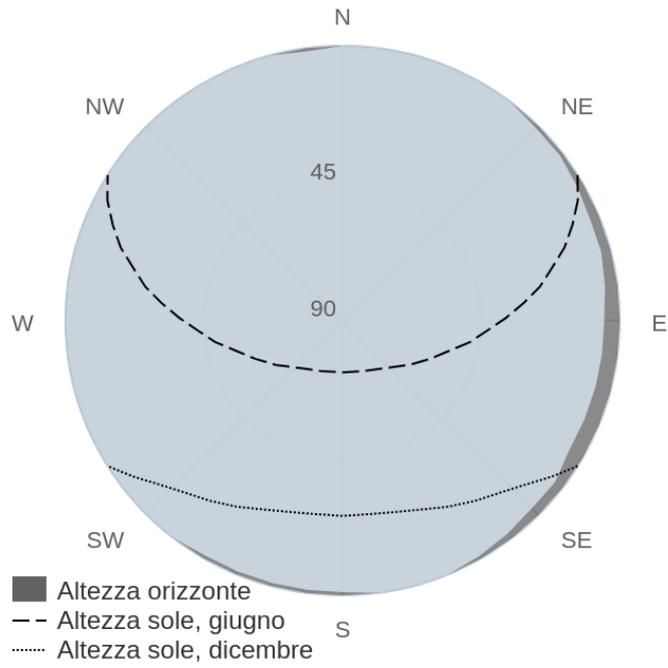
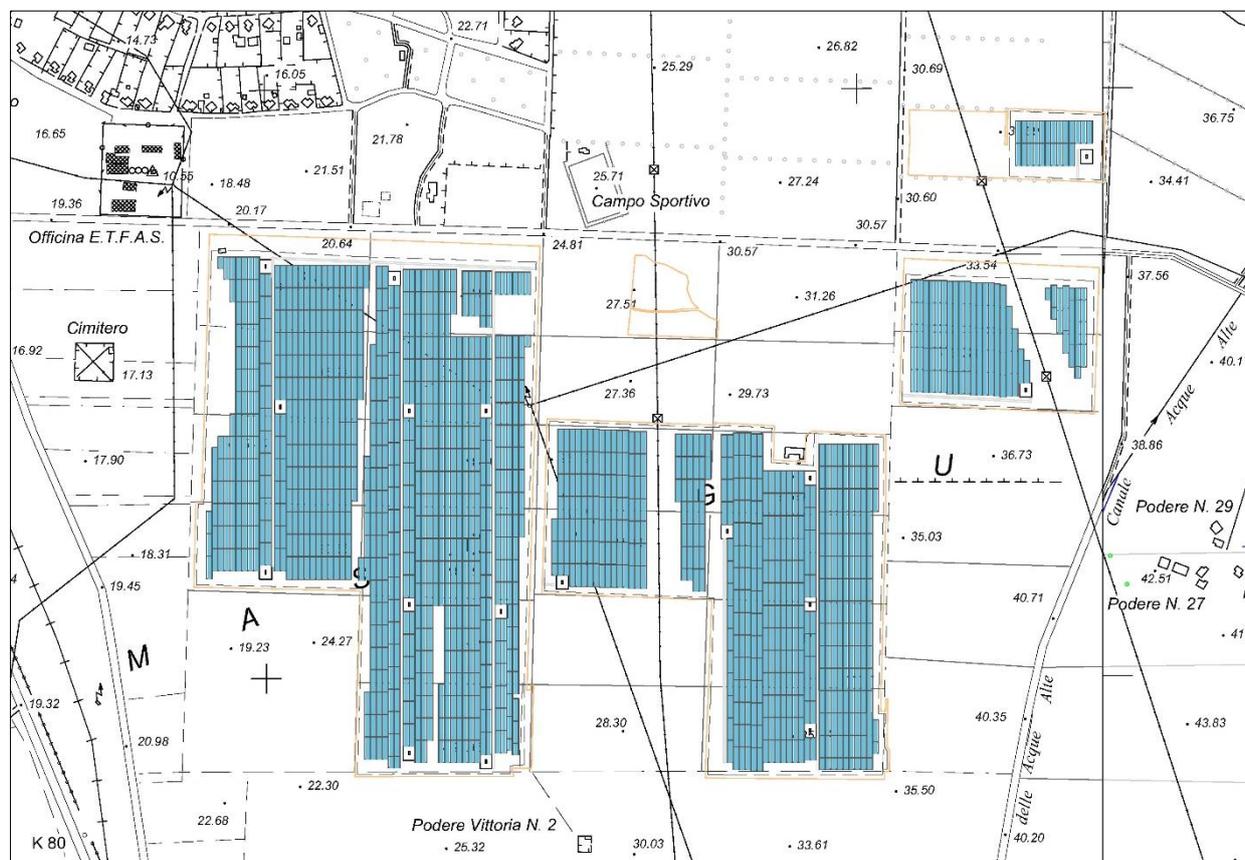


Figura 26 - Grafico dell'orizzonte - fonte: PVGIS ©Unione Europea, 2001-2024

9. L'IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA 57.597,12 kW

L'impianto sarà costituito da 79.996 moduli fotovoltaici da 720 W di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 17 Power Station (di TIPO 1 da 3200/3000 kVA) posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

La tipologia e la configurazione delle strutture fotovoltaiche è caratterizzata da 1411 tracker a pali infissi da 28x2 pannelli e 35 tracker da 14x2 pannelli, disposti con rotazione +/- 55° in direzione Nord-Sud.



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.

I tracker inoltre sono regolabili in funzione dell'attività agricola, l'altezza infatti potrà variare da un minimo di 1,30 m sino a un massimo di 2,10 m da terra.

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

I calcoli strutturali vengono definiti nella apposita relazione allegata.

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, isolamento in gomma HEPR qualità G7, ridotto.

L'impianto poi, verrà collegato in antenna a in antenna a 36 kV sul futuro ampliamento della SE RTN 220/150 kV RTN di Oristano.

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

10. MODULI FOTOVOLTAICI

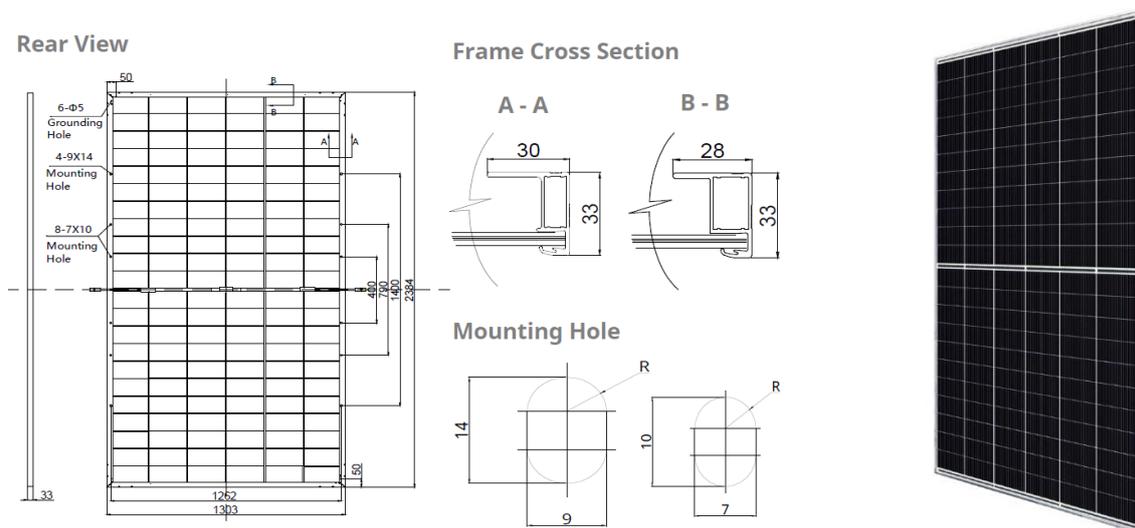


Figura 38: Canadian Solar TOPBiHiKu7 - N-type Bifacial TOPCon Technology da 720 W

Nel presente progetto si utilizzeranno dei moduli fotovoltaici tipo Canadian Solar TOPBiHiKu7 da 720 W, tra i più recenti disponibili in commercio, le cui caratteristiche di massima sono riportate nelle schede tecniche allegate.

I moduli Canadian Solar sono costituiti da 132 celle, incapsulate tra due strati di EVA e protetti da entrambi i lati da una lastra di vetro temperato di 2.0 mm.

La cornice di fissaggio è caratterizzata da robusti profilati di alluminio anodizzato di colore chiaro e per le terminazioni elettriche è presente una scatola di collegamento a tenuta stagna, dotata di connettori (collegabili a) T6 o MC4-EVO2 o MC4-EVO2A, cavo: 2 x 1 m / 4 mm². I moduli presentano inoltre diodi di bypass.

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

11. INVERTER

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 - 330 KTL-H1, 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+2 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, di 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.

12. 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 AT/BT 36 kV/800 V 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.

13. 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.

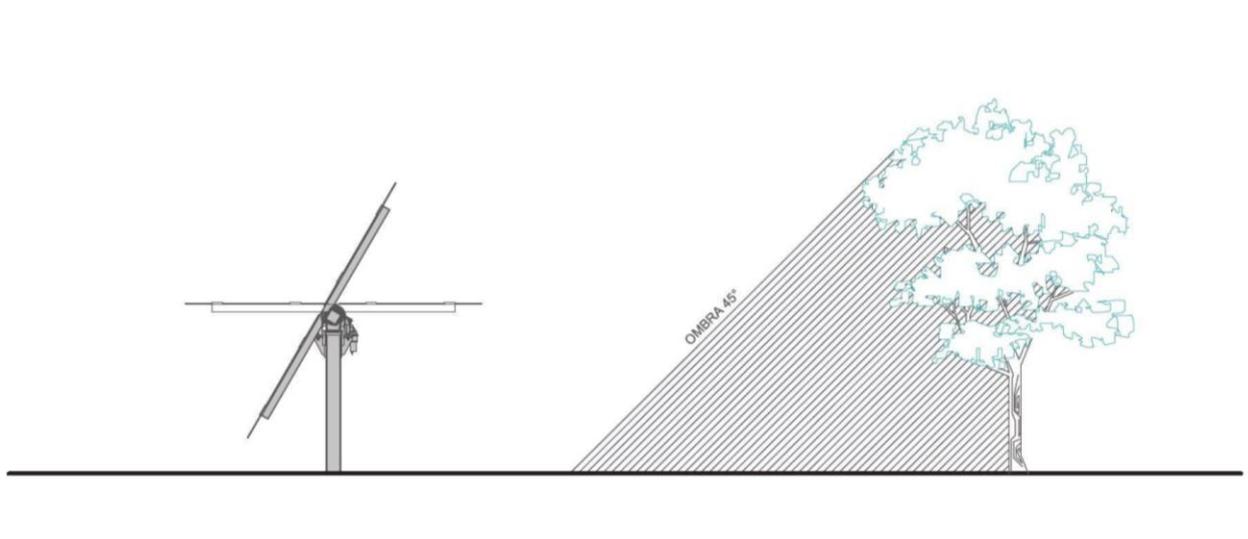


Figura 39: Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

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.

14. CAVI ELETTRICI

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo “solare” FG21M21 1500V di sezione 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 di tensione 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.

15. 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.

16. 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 1000 Ω .

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.

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

Se si utilizzano interruttori differenziali, I_a 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 I_a rappresenta la corrente che provoca l'intervento entro 5 s.

La somma $\sum I_{\Delta n}$ 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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 (I^2t), 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 (K^2S^2), 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:

$$I^2t < K^2S^2$$

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

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

20. 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.

21. 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).

22. 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 AGRIVOLTAICO IN TENSIONE

DURANTE LE ORE DIURNE 400V" "DISPOSITIVO DI EMERGENZA".

23. 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.

24. 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 $I_f=I_{imp}=12,5kA$
 - $S=1,56 mm^2$.

Relativamente a ciò il conduttore deve avere la sezione minima di 2,5 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 agrivoltaico (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 agrivoltaico 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 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.

25. FASI COSTRUTTIVE DELL'IMPIANTO E OPERE CIVILI

Il piano di lavoro prevede di seguire questa sequenza di operazioni per realizzare dell'opera:

1. **preparazione del terreno:** pulizia del terreno e preparazione del piano per la disposizione della struttura che ospiterà i moduli e le cabine;
2. **realizzazione delle recinzioni;**
3. **Scavi e posa dei cavidotti:** Scavi a sezione ristretta per la posa dei cavidotti e installazione dei pozzetti di raccolta.
4. **Installazione delle strutture portanti (tracker):** Inserimento dei pali di supporto nel terreno per sostenere le strutture portanti.
5. **Posa dei basamenti delle cabine prefabbricate** degli allacci alle reti tecnologici
6. **Montaggio e cablaggio dei moduli e delle cabine** (incluso il gruppo inverter/trasformatori).
7. **Installazione dei quadri di campo.**
8. **Allestimento delle cabine:** Incluso il posizionamento dei quadri ausiliari, dei quadri BT e dei quadri MT.
9. **Costruzione della sottostazione Utente interna all'area di progetto;**
10. **Montaggio e collegamento dell'Illuminazione esterna, telecamere, e sistema antintrusione**
11. **Posa della linea di connessione alla rete RTN;**
12. **Verifiche elettriche e collaudi intermedi e finali.**

Per gli edifici e i locali, si preferiranno materiali leggeri, innovativi e rimovibili quando possibile. Il materiale scavato per i cavidotti sarà riutilizzato. Dato il periodo stimato 6 mesi per la realizzazione e il coinvolgimento di diverse imprese e maestranze, sarà necessario un cantiere completo di strutture di supporto come locali spogliatoio, mensa, direzione lavori e servizi igienici.

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.

26. 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.

27. 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 alle attività colturali;
- 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 il 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.

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 compatibile 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 mettendo in opera essenze di macchia mediterranea acquistate dal vivaio della forestale.

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

Al termine della vita utile, l'area dell'impianto verrà ripristinata allo stato ante operam.



Figura 40 - Riqualficazione ambientale del sito dopo la dismissione dell'impianto.

L'intervento si pone sia l'obiettivo di mitigare l'impatto visivo prodotto dall'impianto, che quello di apportare un miglioramento sostanziale in termini di superfici di vegetazione e della qualità dell'ambiente naturale.

Attraverso lo studio di una nuova componente di verde si vuole arricchire la presenza delle essenze per tipologie e quantità utilizzando essenze autoctone lungo l'area perimetrale.

Inoltre la scelta di moduli di altezza limitata, che non sveltino eccessivamente dal piano di campagna, e la realizzazione di piantumazione di essenza autoctone lungo le recinzioni perimetrali sono pensate per limitare la percepibilità dell'impianto dalle aree limitrofe circostanti e agevolarne l'inserimento nel paesaggio.

A fine vite dell'impianto, come previsto nel Piano di dismissione e ripristino ambientale, l'intero sito sarà riqualficato e riportato allo stato ante opera con l'apporto di tutti gli interventi migliorativi realizzati per la vegetazione.

Ing. Stefano Floris

