

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)

QUADRO PROGETTUALE

Committente: IBERDROLA RENOVABLES ITALIA SPA



Località: COMUNE DI MARRUBIU (OR)

Cagliari, 06/2024

STUDIO ALCHEMIST

Via Isola Pantelleria 12 - 09126 Cagliari (CA)



Sommario

1. PREMESSA.....	3
2. UBICAZIONE.....	4
3. DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO.....	7
3.1 USO DEL SUOLO ATTUALE	11
3.2 MODULI FOTOVOLTAICI	13
3.3 INVERTER.....	14
3.4 POWER STATION.....	16
3.5 TRACKERS	16
3.6 CAVI ELETTRICI.....	18
4. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI	20
5. DISMISSIONE IMPIANTO.....	25
5.1 SMALTIMENTO TRACKER.....	27
5.2 SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO	27
5.3 SMALTIMENTO MANUFATTI PRE-FABBRICATI	27
6. OPERE DI MITIGAZIONE E DI RIPRISTINO AMBIENTALE	30
7. ANALISI DELLE INTERFERENZE CON ALTRI PROGETTI FER.....	37

1. PREMESSA

La presente relazione, inserita tra gli elaborati dello Studio di Impatto Ambientale, fa parte del progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico da **57,60 MW** denominato “**MARRUBIU**” nel Comune di Marrubiu, località Sant’Anna, ricadente nella provincia di Oristano, soggetto al procedimento di Valutazione Impatto Ambientale di competenza nazionale (V.I.A.).

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

Da anni si occupa dello sviluppo di impianti da fonte rinnovabile e della gestione delle attività di generazione di energia da fonti rinnovabili.

Iberdrola 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.

2. UBICAZIONE

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

- **morfologia** tendenzialmente piana del terreno nelle aree in cui verrà posizionato l'impianto, che riduce notevolmente la movimentazione di terra e che favorisce una installazione dei pannelli in grado di assecondare e confermare quasi ovunque l'attuale andamento piano altimetrico;
- ottima **esposizione** per un rendimento efficiente dell'impianto;
- **geomorfologia** dei suoli che permette l'infissione di strutture in acciaio zincato, evitando l'utilizzo di plinti di fondazione in calcestruzzo;
- l'**accessibilità** al sito è favorita dalla posizione rispetto alla strada che da accesso all'area di impianto
- **la disponibilità dei terreni.**

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 catastalmente nella ZONA AGRICOLA E2 e in ZONA DI TUTELA H, quest'ultima non interessata dall'installazione dei pannelli, secondo quanto documentano i Certificati di Destinazione Urbanistica (CDU).

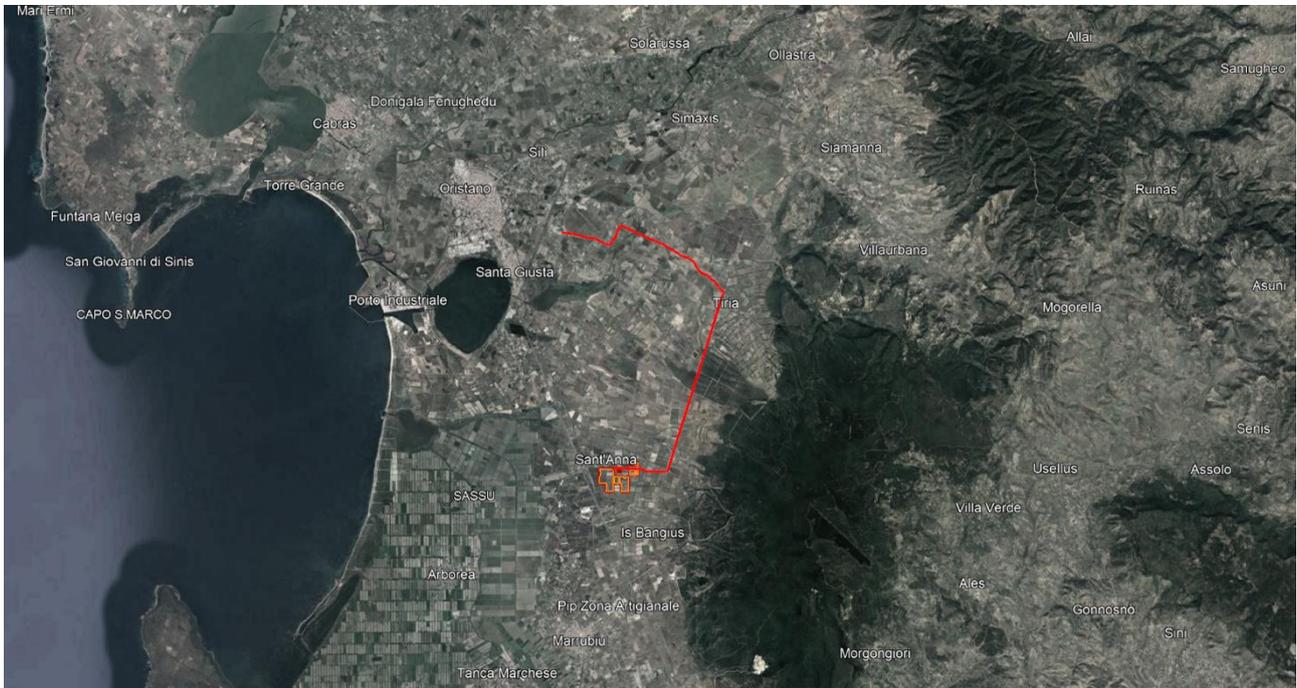
L'area di intervento è ubicata all'interno di terreni siti nel Comune di Marrubiu, il cui abitato è localizzato ad una altitudine di circa 8 m. s.l.m., con un territorio di 61,24 km² ed una popolazione di circa 4.553 abitanti.

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

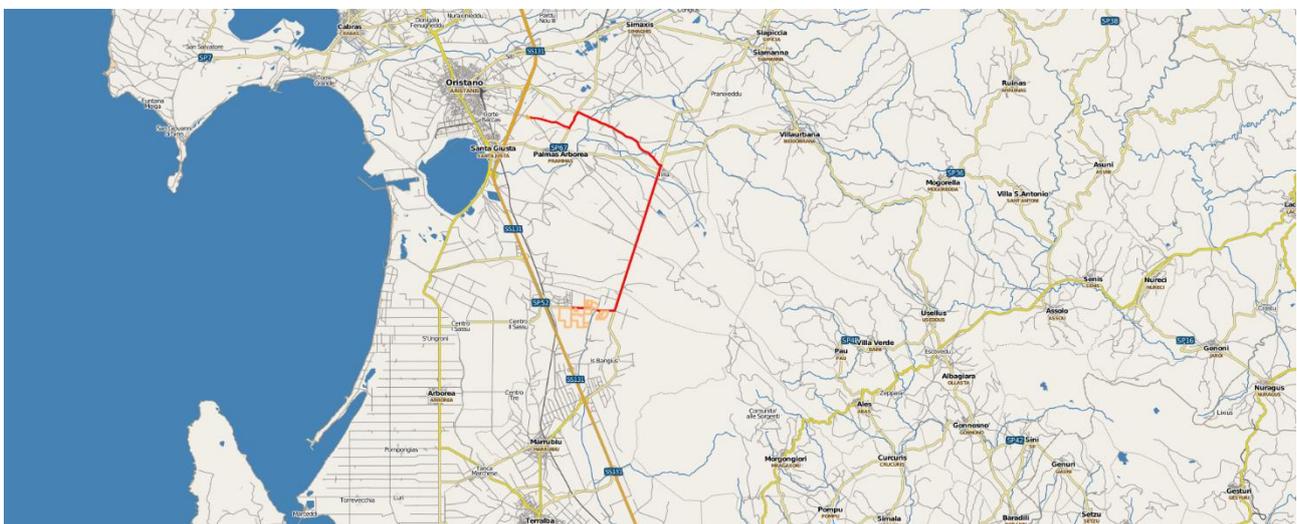
Il sito ricopre un'area lorda di 81,77 Ha e disterà circa:

- Pochi metri lineari dalla frazione di Sant'Anna, territorio comunale di Marrubiu;
- 1.5 km lineare dalla frazione di Is Bangius, territorio comunale di Marrubiu;
- 3.5 km lineari dalla frazione Centro Tre, territorio comunale di Marrubiu;
- 5 km lineari dall'insediamento urbano di Marrubiu

- 6 km lineari dal centro di Arborea
- 7 km lineari dalla frazione di Tiria, territorio comunale di Palmas Arborea;
- 7.5 km lineari da Santa Giusta.



Inquadramento su Google Earth



Inquadramento su stradario dell'area di impianto e cavidotto

Essendo il presente progetto un agrivoltaico, è implicito che la natura del presente sia duale e debba necessariamente congiungere l'attività di produzione energetica sincronicamente a quella agro-pastorale, per cui ci si è riferiti per il presente progetto alle seguenti normative nazionali:

- **comma 7 art. 12 D. LGS. 387/2003** *“Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all' art. 2, comma 1, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5 marzo 2001, n. 57, articoli 7 e 8, nonché del D. Lgs. 18 maggio 2001, n. 228, art.14.”*

- **comma 9 art. 5 del D. M. 19.02/2007**

“Ai sensi dell'art. 12, comma 7, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, anche gli impianti fotovoltaici possono essere realizzati in aree classificate agricole dai vigenti piani urbanistici senza la necessità di effettuare la variazione di destinazione d'uso dei siti di ubicazione dei medesimi impianti fotovoltaici.”



Inquadramento su carta tecnica regionale.

3. DESCRIZIONE IMPIANTO ED INSERIMENTO NEL CONTESTO

L'intervento contempla la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale in immissione pari a **57.597,12 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 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. Eventuali linee elettriche di bassa tensione presenti nell'area di progetto verranno spostate o interrare prima della realizzazione dell'impianto.

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)	

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 circa 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.



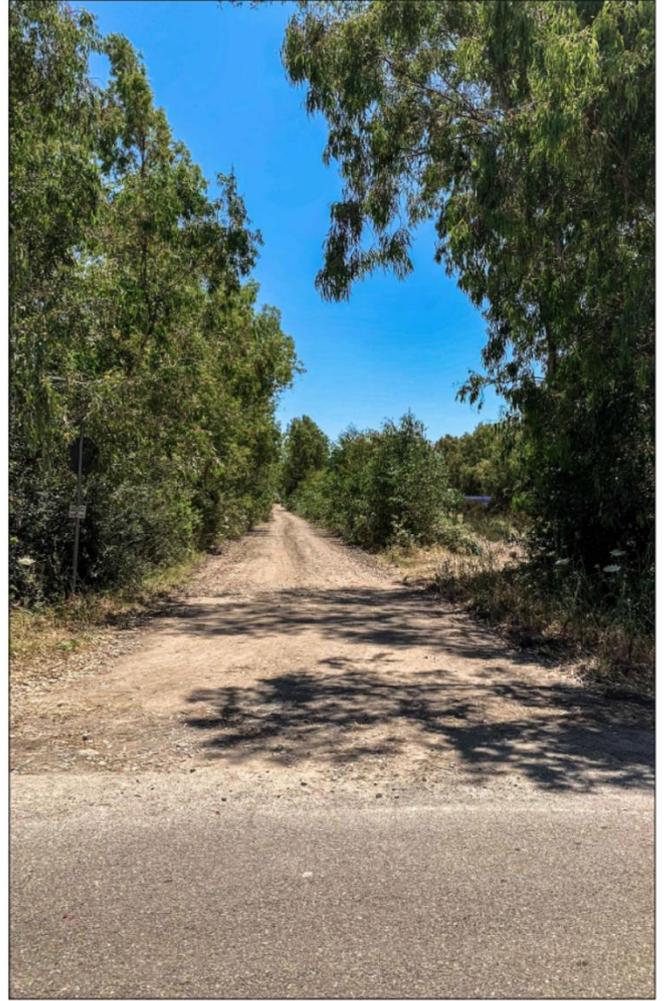
Stato di fatto dell'area di progetto



Stato ante-operam e fotosimulazioni con inserimento impianto agrivoltaico.



Stato ante-operam e fotosimulazioni con inserimento impianto agrivoltaico.



Stato ante-operam e fotosimulazioni con inserimento impianto agrivoltaico.

3.1 USO DEL SUOLO ATTUALE

Sotto il profilo della destinazione d'uso che caratterizza l'area vasta di indagine, si riscontra un'eterogeneità di tipologie ambientali ascrivibili principalmente all'agro-ecosistema, che costituisce circa l'86.00% dell'intera area d'indagine.

La tipologia più rappresentativa in termini di estensione sono i seminativi semplici e colture orticole a pieno campo che da sole rappresentano circa il 70.0% dell'area indagata; valori notevolmente inferiori per le tipologie che rappresentano gli ecosistemi di tipo naturale/seminaturale quali le sugherete che occupano l'11.25% dell'area indagata, poco significative le restanti tipologie ambientali per la maggior parte a matrice agricola.

La destinazione d'uso è unicamente agro-zootecnica, cioè produzione di foraggere/pascoli, incolti erbacei a pascoli. Nelle superfici ricadenti all'interno dell'area d'indagine faunistica la destinazione d'uso prevalente, come meglio descritto nella relazione botanica, è rappresentata da suoli soggetti a rimaneggiamento, aratura, semina per produzione di foraggere e pascolo prevalentemente di tipo ovino. Periodicamente alcuni ambiti possono essere lasciati a riposo, cioè non arati e seminati, favorendo così, momentaneamente, la formazione di prati stabili destinati al pascolo.

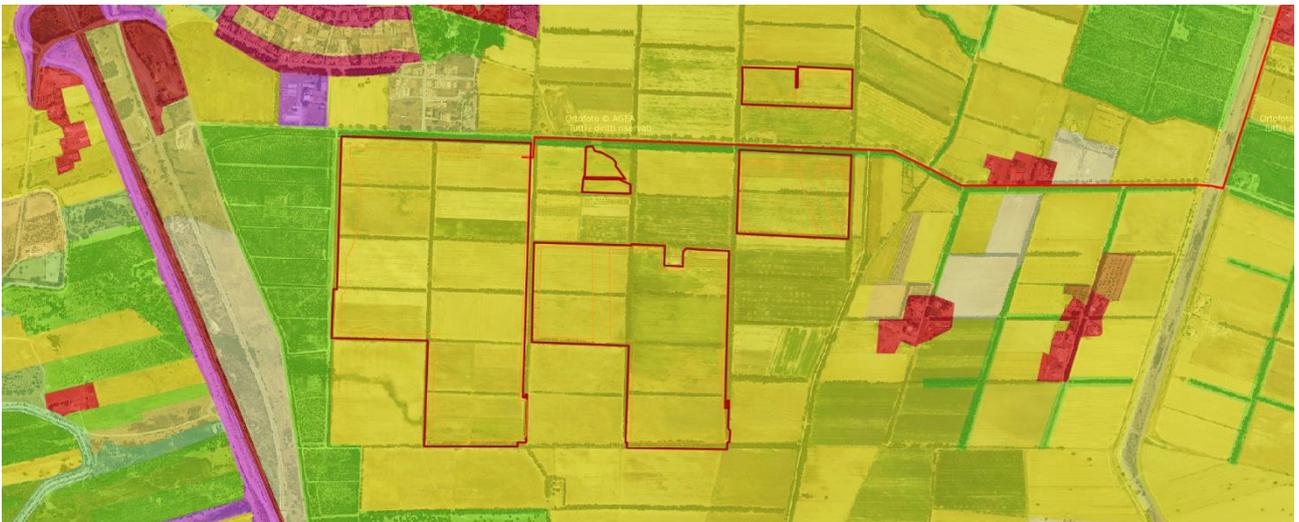
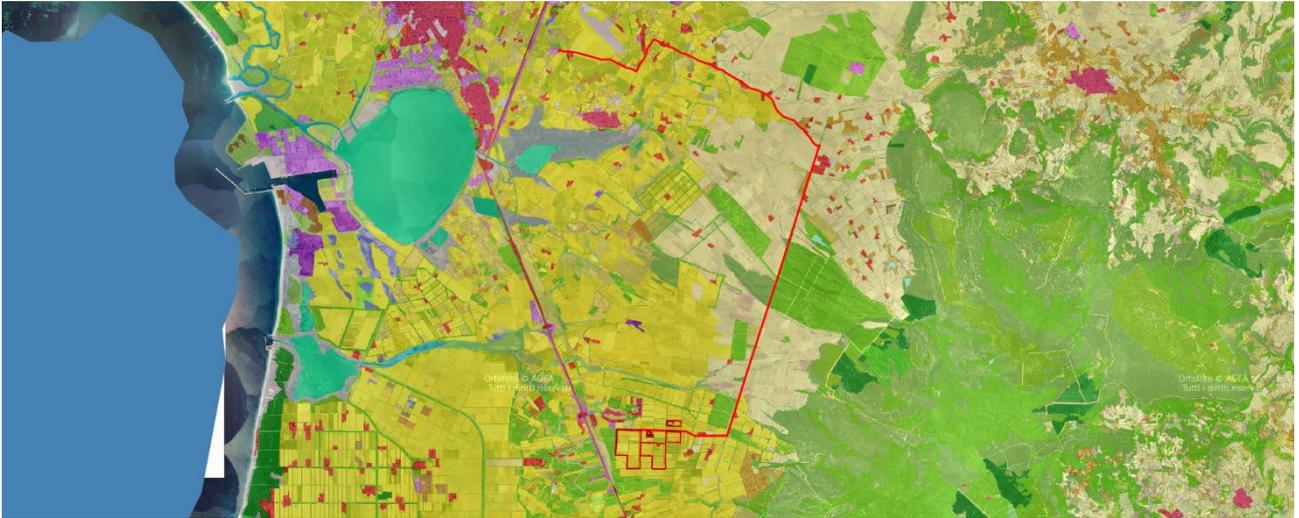
Infine è stata rilevata una discreta diffusione di siepi tra le varie parcelle e confini aziendali la maggior parte rappresentate da filari di eucalipto alla cui base, tende a svilupparsi un sottobosco costituito da specie della macchia mediterranea (lentisco, fillirea a foglie strette, corbezzolo, cisto di Montpellier e rovo). Queste ultime specie, localmente non sono in associazione con l'eucalipto lungo i canali artificiali o naturali talvolta con presenza di sughera e mirto.

Tipologie ambientali Uso del Suolo	Sup. (ha)	% relativa
SEMINATIVI SEMPLICI E COLTURE ORTICOLE A PIENO CAMPO	393,89	69,10
PIOPPETI, SALICETI, EUCALITTETI ECC. ANCHE IN FORMAZIONI MISTE	64,10	11,25
SUGHERETE	34,89	6,12
PRATI ARTIFICIALI	23,17	4,06
PRATI STABILI	16,74	2,94
SISTEMI COLTURALI E PARTICELLARI COMPLESSI	9,24	1,62
TESSUTO RESIDENZIALE RADO	9,22	1,62
FABBRICATI RURALI	8,69	1,52
CANTIERI	3,05	0,54
INSEDIAMENTI INDUSTRIALI/ARTIG. E COMM. E SPAZI ANNESSI	2,23	0,39
RETI STRADALI E SPAZI ACCESSORI	2,03	0,36
VIGNETI	1,57	0,28
BOSCO DI LATIFOGIE	0,36	0,06
CESPUGLIETI ED ARBUSTETI	0,34	0,06
AREE A RICOLONIZZAZIONE NATURALE	0,34	0,06
RETI FERROVIARIE E SPAZI ANNESSI	0,11	0,02

Percentuale tipologie ambientali per uso del suolo



Componenti paesaggio ambientale area vasta e zoom area di impianto, fonte Sardegnamappe.



Uso del suolo per area vasta e zoom 2008

3.2 MODULI FOTOVOLTAICI

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.

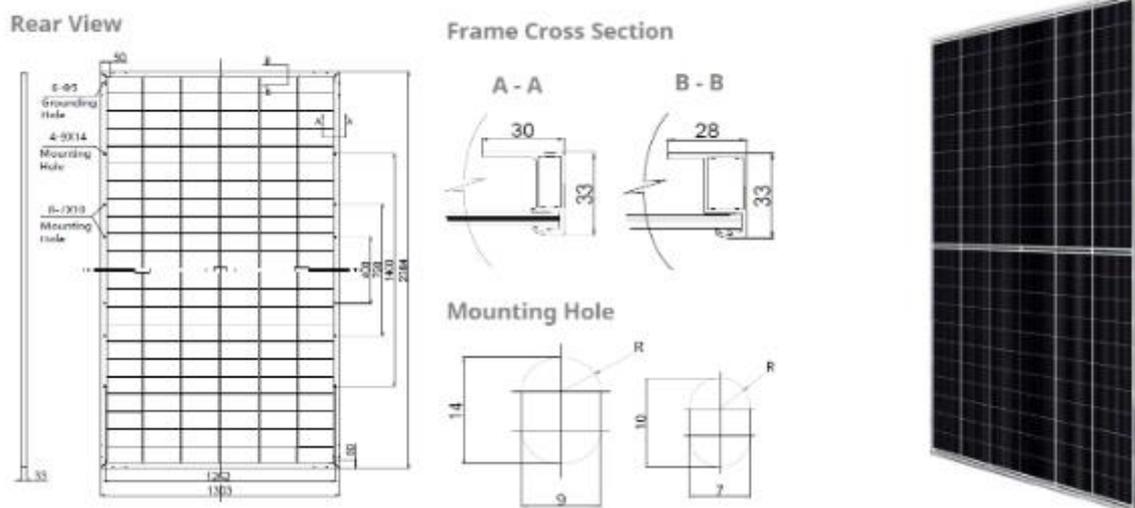
L'impianto sarà costituito da 79.996 moduli fotovoltaici da 720 W di tipo bifacciale, organizzati in stringhe e collegati in serie tramite 17 Power Station (di TIPO 1 da 3200/3000 kVA) posizionate in maniera baricentrica rispetto alle strutture di supporto dei pannelli.

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

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.



Canadian Solar N-type Bifacial TOPCon Technology CS7N-720TB-AG da 720 W

3.3 INVERTER

I sistemi di conversione adottati per tale tipologia di impianto sono composti dal componente principale **inverter** e da un insieme di componenti, quali filtri e dispositivi di sezionamento protezione e controllo, che rendono il sistema idoneo al trasferimento della potenza dal generatore alla rete, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

L'inverter è costituito principalmente da:

- Sezione d'arrivo dal campo fotovoltaico con organo di sezionamento e misure e controllo d'isolamento;

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

Gli inverter, dimensionati sulle specifiche elettriche del generatore fotovoltaico, saranno del tipo HUAWEI SUN 2000 – 330 KTL-H1, specificamente ottimizzato per connessione in rete ed è composto da:

- 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, 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.

.



Huawei SUN 2000 – 330 KTL – H1

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

3.4 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.

3.5 TRACKERS

I moduli fotovoltaici saranno installati su "tracker", inseguitori monoassiali in acciaio zincato, in grado di ruotare automaticamente attorno all'asse orizzontale per seguire l'orbita solare e, pertanto, garantire

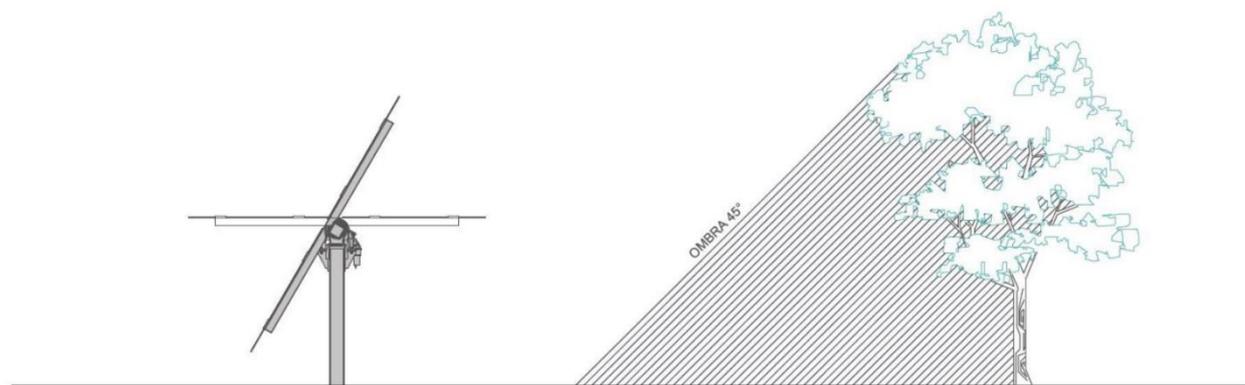
istantaneamente il massimo irraggiamento possibile al generatore fotovoltaico. Il motore per la rotazione sarà alimentato direttamente dalla potenza proveniente dai moduli fotovoltaici.

La struttura di fissaggio di tipo tracker ad inseguimento 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.



Posizionamento Tracker, adeguata distanza dai fattori di ombreggiamento.

Questo sistema permette di catturare maggiormente l'energia solare, quella captata durante un'intera giornata risulta superiore rispetto all'impiego di normali pannelli fotovoltaici.

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

Il movimento degli inseguitori è garantito da appositi motori fissati direttamente alla struttura di tipo monofase che attraverso un sistema di riduttori e paranchi assicurano il movimento delle vele da est ad ovest.

L'intero sistema garantisce una certa resistenza al vento, in maniera da evitare spostamenti indesiderati.

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

3.6 CAVI ELETTRICI

I cavi di interconnessione tra i moduli fotovoltaici, saranno di tipo "solare" FG21M21 1500V di 6 mm², così come quelli colleganti le stringhe all'inverter. I cavi a valle dell'inverter (lato AC) saranno del tipo FG7OR 0,6/1kV, adatti per posa in esterno, di sezione opportuna al trasporto dell'energia. Le terminazioni sui quadri saranno debitamente segnalate ed etichettate.

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

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

La protezione contro i contatti indiretti viene assicurata mediante interruzione automatica della alimentazione e mediante l'utilizzo di componenti elettrici di Classe II o con isolamento equivalente. Affinché possa avvenire l'interruzione automatica dell'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 tra i seguenti elementi metallici:

- I conduttori di protezione

- I conduttori di terra

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

$$R_A \times I_a \leq 50$$

dove:

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

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

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

4. ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

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

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

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

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

Le differenze tra strutture fisse e ad inseguimento solare risultano essere le seguenti:

- installare un maggior numero di pannelli sui tracker significa un maggior numero di strutture di supporto e quindi realizzare un numero maggiore di infissioni su suolo.
- le strutture fisse realizzano ombreggiamento sempre ed esclusivamente sulle stesse porzioni di suolo, questo non avviene con strutture mobili che seguono l'andamento del sole; l'aspetto dell'ombreggiamento è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo e per i successivi utilizzi post dismissione.
- le strutture fisse favoriscono una scarsa ventilazione al suolo; l'aspetto della ventilazione è significativo per le modifiche che possono generarsi sul suolo.

- Alterazione delle proprietà del suolo e maggiore probabilità l'interazione con la componente idrica superficiale perché la distanza dal suolo dei pannelli è inferiore rispetto al posizionamento su tracker nel momento di massima inclinazione.

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

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

La scelta progettuale è ricaduta sui moduli bifacciali:

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

- 1. Migliori prestazioni:** I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 10 e il 25% in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo. Poiché anche il lato posteriore del modulo è in grado di catturare la luce solare, è possibile ottenere un notevole incremento nella produzione di energia lungo tutta la vita del sistema.
- 2. Maggior durabilità:** Spesso il lato posteriore di un modulo bifacciale è dotato di uno strato di vetro aggiuntivo, per consentire alla luce di essere raccolta anche dal retro della cella FV. Questo conferisce al modulo caratteristiche di maggior rigidità, fattore che riduce al minimo lo stress meccanico a carico delle celle, dovuto al trasporto e all'installazione o a fattori ambientali esterni.

- 3. Riduzione dei costi:** Grazie all'aumento delle capacità produttive, il prezzo del vetro è tornato a livelli stabili dopo mesi di forti rincari. Tenendo conto che il vetro pesa per circa il 15% sui costi di produzione poiché presente in quantità maggiore rispetto ai moduli monofacciali, la stabilità dei prezzi raggiunta da questo materiale lascia ben sperare che i listini dei moduli bifacciali restino stabili.

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

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

L'attuale utilizzo (agricola e pastorale) è stato messo in discussione dagli stessi utilizzatori attuali, ritenendo più funzionale e conveniente per la propria attività professionale la produzione di energia elettrica da fonte solare piuttosto che l'indirizzo esclusivamente agricolo precedentemente insediato. In ogni caso, non si esclude a priori per la manutenzione del verde al di sotto dei pannelli, non interessata dalla vera e propria coltivazione, la possibilità di far pascolare ovini al di sotto dei tracker, al fine di ridurre l'impatto sugli ecosistemi naturali e al fine di limitare l'impatto acustico che produrrebbero i metodi moderni di sfalcio delle erbe.

L'intervento costituisce l'occasione per i proprietari dei terreni di Marrubiu, intervento volto anche a implementare azioni volte al perseguimento di obiettivi nazionali, europei e mondiali favorendo la creazione di un nuovo mercato non più basato esclusivamente sul petrolchimico ma maggiormente ispirata ai principi

della green economy. Tale scenario impedirebbe infatti la realizzazione di un impianto di produzione di energie alternative in grado di apportare un sicuro beneficio ambientale globale e locale in termini di riduzione di emissioni climalteranti e di consumo di risorse non rinnovabili. La mancata realizzazione di qualsiasi progetto alternativo atto a incrementare la produzione energetica da fonti rinnovabili, porta infatti delle ricadute negative in termini di poca flessibilità del sistema. A livello globale tali ricadute negative vanno comunque ad annullare i benefici associati alla mancata realizzazione del progetto (benefici intesi in termini di mancato impatto sulle componenti ambientali).

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

- nella **fase di produzione dei pannelli** l'impatto ambientale è assimilabile a quello di qualsiasi cantiere, o industria o stabilimento produttivo. A seconda della tipologia di pannello solare fotovoltaico si avranno quindi differenti impatti di carattere ambientale e sanitario.
- nella **fase di esercizio**, l'unico vero impatto ambientale è rappresentato dall'occupazione della superficie. Per l'impatto sul paesaggio, è stata posta attenzione alla possibile presenza di riflessi e/o beni architettonici e paesaggistici presenti nell'area, nonché al consumo di suolo nel caso di impianti a terra. L'esercizio della nuova infrastruttura è caratterizzato da una totale assenza di emissioni di inquinanti e gas serra (CO₂). Nello specifico, la realizzazione del progetto in esame prevede un'occupazione di suolo agricolo non coltivata con colture di pregio. La realizzazione del progetto prevede l'installazione di strutture che saranno comunque dismesse integralmente a fine esercizio senza implicare particolari complicazioni di ripristino ambientale dell'area in esame. La mancata realizzazione del progetto comporterebbe, data la stagnazione della imprenditoria agricola locale, il mantenimento delle aree incolte o sottoutilizzate dal punto di vista agricolo.

L'attività inoltre non inciderà in alcun modo sui flussi di traffico e avrebbe un'incidenza nulla sulla produzione dei rifiuti liquidi, solidi e sul rumore.

- nella **fase di fine vita** l'impatto è determinato dallo smaltimento e dal recupero del prodotto. Per un pannello solare, normalmente i produttori certificano una durata di 25 anni, ben più lunga di qualsiasi bene mobile di consumo o di investimento. Al termine del ciclo di vita i pannelli si trasformano in un rifiuto speciale da trattare. Un pannello solare contiene sostanze tossiche come il rame, il piombo, il gallio, il selenio, l'indio, il cadmio e il tellurio. La separazione e il recupero dei metalli non è un processo semplice. Occorre quindi investire per migliorare le tecnologie di separazione e riciclaggio di questi elementi.

La realizzazione dell'impianto, il quale prevede grandi regimi occupazionali, permetterà l'occupazione, nel solo settore energetico, di più unità lavorative a tempo indeterminato destinati alla manutenzione, alla pulizia dei pannelli, allo sfalcio delle erbacce e alla sorveglianza dell'impianto, inoltre non è trascurabile l'indotto generato in fase di costruzione e di dismissione. A questi andrebbero inoltre aggiunti gli operatori del settore primario che lavoreranno congiuntamente sullo stesso sito.

Dopo un periodo medio di 25/30 anni un pannello fotovoltaico raggiunge una fase in cui può convenire la sua sostituzione, nonostante esso continui ad operare e a produrre energia pulita. Si parla così, anche se impropriamente della fine della sua vita e si deve parlare quindi del suo smaltimento. La normativa italiana prevede una procedura precisa per evitare la dispersione nell'ambiente di materiali inquinanti e per ottimizzare il recupero dei materiali riciclabili. Chiunque volesse smaltire i pannelli deve affidarsi a un centro di raccolta RAEE, compilando un modulo apposito. In questo modo è possibile separare alluminio, plastica, vetro, rame, argento e silicio, o tellururo di cadmio, a seconda del tipo di pannello. Queste sostanze verranno riciclate nel mercato del fotovoltaico per la produzione di nuovi pannelli: la percentuale di materiale recuperato può arrivare fino al 95%.

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

5. DISMISSIONE IMPIANTO

Dismissione impianto fotovoltaico

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

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



Fotosimulazione della fase di dismissione

La dismissione già ora e ancor di più in futuro sarà attivatore di processi economici e di rigenerazione di molti materiali che potranno essere facilmente riutilizzati:

COMPOSIZIONE PANNELLI FTV - Codice C.E.R. - 16 02 16

- 90-75% - VETRO
- 10-4% - PLASTICA
- 8-6% - ALLUMINIO
- 5-0% - SILICIO
- 1% - METALLO

COMPONENTI IMPIANTO

- TRACKER – METALLO - Codice C.E.R. - 17 04 05
- RECINZIONE, PALETTI E CANCELLI – METALLO - Codice C.E.R. - 17 04 05
- LOCALI CABINE ELETTRICHE - Codice C.E.R. – 17 09 04
- LINEE ELETTRICHE - Codice C.E.R. – 17 04 11

5.1 SMALTIMENTO TRACKER

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

5.2 SMALTIMENTO IMPIANTO ELETTRICO

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

5.3 SMALTIMENTO MANUFATTI PRE-FABBRICATI

Per quanto attiene alla struttura prefabbricate si procederà alla demolizione ed allo smaltimento dei materiali presso impianti di recupero e riciclaggio inerti da demolizione (rifiuti speciali non pericolosi). Per quanto di concernente le platee delle cabine elettriche previste in calcestruzzo, si prevedono una fase di frantumazione delle opere strutturali ed una successiva asportazione e conferimento dei detriti a ditte specializzate per il recupero di materiali inerti. Per quanto riguarda lo smaltimento dei pannelli Fotovoltaici montati sulle strutture fuori terra l'obiettivo è quello di riciclare pressoché totalmente i materiali impiegati. Difatti, la maggior parte dei materiali costituenti tali elementi è rappresentato da elementi riciclabili e riutilizzabili. Le operazioni consisteranno nello smontaggio dei moduli ed invio degli stessi ad idonea piattaforma predisposta dal costruttore di moduli FV che effettuerà le seguenti operazioni di recupero:

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

Lo Stato italiano si sta dotando delle norme per garantire un completo smaltimento dei prodotti elettrici ed elettronici. È comunque da far notare che le celle fotovoltaiche, sebbene garantite 20 anni contro la diminuzione dell'efficienza di produzione, essendo costituite da materiale inerte, quale il silicio, garantiscono cicli di vita ben superiori alla durata ventennale del Conto Energia (sono infatti presenti impianti di prova

installati negli anni 70 ancora funzionanti). I moduli fotovoltaici risentono solo di un calo di prestazione dovuto alla degradazione dei materiali che compongono la stratigrafia del modulo quali vetro (che ingiallisce) fogli di EVA e Tedlar. Del modulo fotovoltaico potranno essere recuperati almeno il vetro di protezione, le celle al silicio la cornice in alluminio ed il rame dei cavi, quindi circa il 95% del suo peso. La power station, altro elemento composto da materiali pregiati (componentistica elettronica) costituisce il secondo elemento di un impianto fotovoltaico che in fase di smaltimento dovrà essere debitamente curato. Tutti i cavi in rame potranno essere recuperati, così come tutto il metallo delle strutture di sostegno. L'impianto fotovoltaico è da considerarsi l'impianto di produzione di energia elettrica che più di ogni altro adotta materiali riciclabili e che durante il suo periodo di funzionamento minimizza l'inquinamento del sito di installazione, sia in termini di inquinamento atmosferico (nullo non generando fumi), di falda (nullo non generando scarichi) o sonoro (nullo non avendo parti in movimento). Negli ultimi anni sono nate procedure analitiche per la valutazione del ciclo di vita (LCA) degli impianti fotovoltaici. Tali procedure sono riportate nelle ISO 14040-41-42-43. I Moduli Fotovoltaici sono costituiti da materiale non pericoloso e dunque non necessariamente da smaltire. Nello specifico è possibile individuare: Celle Fotovoltaiche in Silicio (o altro materiale); uno strato di Tedlar; uno strato di EVA; cornice in alluminio anodizzato; vetro Temperato. Si tratta dunque di materiali assolutamente non pericolosi e non da smaltire con particolari accorgimenti imposti per legge. Il Silicio è un materiale non pericoloso ed impiegato anche nell'industria dell'Hardware per Computer. Il Silicio non perde inoltre la sua capacità di trasformare l'irraggiamento in energia elettrica nel tempo. La ragione per cui i moduli fotovoltaici perdono di efficienza nel tempo è da ricercare nei contatti elettrici, soggetti ad ossidazione ed usura. A questo scopo, e soprattutto in Germania, stanno nascendo dei consorzi per la raccolta dei moduli fotovoltaici e per il riciclo degli stessi. Altro discorso vale per i moduli fotovoltaici in Ca-Te (Cadmio Tellurio). In questo caso lo smaltimento non è necessario ed in genere è lo stesso produttore che assicura il cliente dello smaltimento a fine ciclo gratuitamente. Ad esempio, la First Solar, ha annunciato la costruzione di un impianto, il primo in Europa, per lo smaltimento dei pannelli, capace di recuperare il 90% dei materiali. L'impianto sarà realizzato in Germania, nei pressi di Francoforte, e sarà in grado di recuperare fino al 90% dei materiali di cui i moduli sono formati per utilizzarli per la fabbricazione di nuovi moduli o di altri prodotti. E' dunque l'industria del Fotovoltaico a dare una risposta al recupero dei moduli da lei stessa prodotta. Il consorzio PV CYCLE, nato nel 2007, è riuscito a coniugare lo slogan "*Energia fotovoltaica = Energia doppiamente verde*" con la consapevolezza che le industrie del settore, basate sulla compatibilità e sostenibilità ambientale, non potessero sottrarsi alla responsabilità sull'intero ciclo di vita dei loro prodotti. Ad oggi sono ben 36 i produttori di pannelli membri di PV CYCLE e rappresentano circa il 70% dei produttori europei. La missione che il consorzio si è data è stata la ripresa in carico su base volontaria da parte dell'industria ed il varo di un programma europeo di riciclo dei pannelli a fine vita. L'impegno sottoscritto dai membri di PV CYCLE è di raccogliere almeno il 65% dei moduli fotovoltaici installati in Europa a partire dal 1990 e riciclarne l'85% dei materiali. Dettaglio che vale la pena sottolineare è che i costi dell'operazione di

recupero saranno a carico dei produttori di pannelli. Ad oggi si sta lavorando a mettere a punto l'ambizioso progetto che dovrà risolvere due grosse problematiche:

1. la logistica legata alla raccolta (censimento dei pannelli, trasporto, centri di raccolta, conferimento, smistamento, ecc.);

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

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

6. OPERE DI MITIGAZIONE E DI RIPRISTINO AMBIENTALE

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

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

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

Sulla scorta dei dati fitoclimatici della zona, dell'analisi del fattore edafico (terra di coltura di riporto da arricchire di ammendanti e concimi a lenta cessione degli elementi nutritivi) e, soprattutto, dell'analisi paesaggistica dell'intorno, si è provveduto ad eseguire uno screening delle specie vegetali impiegabili nella sistemazione a verde in oggetto.

Si propone la realizzazione di una fascia di mitigazione visiva ex-novo per uno sviluppo in doppio filare in larghezza di 4 mt., laddove la presenza di Eucaliptus possa essere problematica all'attività dell'impianto, e pertanto rimossa, costituita da due file di fitta componente arbustiva formata prevalentemente da Fillirea, *Phyllirea Angustifolia*, Mirto, *Myrtus communis L.*, e Lentisco, *Pistacia Lentiscus*.

La scelta delle specie arboree da impiantare per realizzare la fascia di mitigazione è stata guidata dai seguenti requisiti generali:

- impiego di esemplari di specie arboree ed arbustive tipiche del contesto in cui ricade l'area oggetto di intervento;
- velocità di accrescimento e sviluppo;
- studio delle caratteristiche pedoclimatiche dell'area oggetto di intervento;
- buona resistenza a condizioni di aridità-siccità e facilità di attecchimento.

La fillirea (*Phyllirea Angustifolia*) è un arbusto sempreverde, termofilo, eliofilo, indifferente al tipo di suolo. E' specie spontanea della regione Mediterranea che solitamente non supera i 5 metri di altezza, può essere molto ramificata con corteccia di colore grigio, liscia nei giovani rami e poi screpolata in quelli più vecchi e grossi. La specie fiorisce ad aprile-maggio e la maturazione dei frutti segue a novembre-dicembre.

Il mirto (*Myrtus communis L.*) è un arbusto tipico delle regioni mediterranee europee e africane. Si presenta come molto ramificato alto e in media tra 1-3 metri di altezza, sempreverde, di forma da rotondeggiante-

espansa a piramidale, irregolare. Il mirto vive in consociazione con altri elementi caratteristici della macchia, tra i quali il lentisco. Anch'esso fiorisce tra maggio-giugno e fruttifica in ottobre-novembre.

Il Lentisco (*Pistacia lentiscus*) è un arbusto tipico delle regioni mediterranee, le cui dimensioni rimangono contenute entro i 4-5 metri. E' un arbusto molto ramificato con chioma dalla forma globosa e particolarmente densa, è eliofila, termofila e xerofila, sopporta bene condizioni di aridità, adattandosi a qualsiasi tipo di terreno. Il lentisco fiorisce a marzo-aprile mentre la maturazione delle drupe nel periodo invernale.

L'impatto dell'opera è da considerarsi **a lungo termine** (di durata minima pari alla fase di esercizio dell'impianto) e **reversibile**, in quanto è possibile la ricostituzione delle coperture originarie a seguito della dismissione dell'impianto. E' previsto inoltre, nella direzione dei tracker, per tutto il perimetro aziendale, un inerbimento con prato polifita permanente nella fascia dei 9,74 m; tale copertura erbacea permanente precede la strada interna, avente carreggiata della larghezza di 3 m; la sezione esterna allo sviluppo dei tracker si conclude poi con un'ulteriore fascia con prato stabile permanente (*Trifolium* spp.) della larghezza di 5 m.

L'impatto risulta mitigabile grazie anche alla possibilità di mantenere questa copertura erbacea alla base dei pannelli durante la fase di esercizio dell'impianto per mitigare eventuali fenomeni di erosione e desertificazione del terreno sotto pannello, sia per la fascia verde pluristratificata perimetrale, anch'essa precedentemente descritta, per mitigare gli impatti visivi sul paesaggio ed eventuali impatti che si potrebbe avere sulla fauna selvatica locale.

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. Gli impatti sulla connettività ecologica del sito si individuano nell'eventuale rimozione e/o riduzione/frammentazione delle fasce di vegetazione arbustiva presenti ma interferenti con l'impianto.

Come si evince dalla relazione botanica allegata al presente Studio di Impatto Ambientale le aree interessate giacciono in corrispondenza di superfici occupate da ambienti artificiali, ove predominano seminativi irrigui a foraggiere da sfalcio e da insilato, colture da rinnovo a fenologia estiva, talora cerealicole. Le coperture vegetali spontanee sono rappresentate da comunità prevalentemente terofitiche, nitrofile e paucispecifiche, con numerosi elementi ruderali. Negli appezzamenti mantenuti a riposo in estate e sfruttati per il pascolamento di ovini, succedono formazioni a fenologia tardo primaverile-estiva, dominate da Asteraceae spinose di grossa taglia, nitrofile, da riferire all'ordine Carthametalia lanati. Presso gli appezzamenti coltivati nel periodo estivo-autunnale, pertanto irrigati, si sviluppano comunità erbacee termofile, fortemente nitrofile, dominate da Poaceae e ad alto tasso di entità non native, da riferire prevalentemente alla classe Digitario sanguinalis-Eragrostietea minoris.

Gran parte degli appezzamenti interessati dagli interventi in progetto risultano cinti da filari arborei della mirtacea alloctona *Eucalyptus camaldulensis* Dehnh. A questi si associa talvolta un debole strato alto-arbustivo di mantello, costituito da elementi fanerofitici tra i quali prevalgono *Pistacia lentiscus* L., *Phillyrea angustifolia* L., *Myrtus communis* L., *Pyrus spinosa* Forssk., *Rubus ulmifolius* Schott., nonché nanofanerofitici quali *Cistus monspeliensis* L., rare lianose (*Smilax aspera* L.), e *Asparagus acutifolius* L. Tali elementi risultano spesso costituiti da individui isolati o in posizione interposta, che allo stato attuale non si riconoscono organizzati in veri e propri lembi di comunità arbustive. Talvolta, le predette siepi arboree artificiali risultano attraversate da scoline/fossi di drenaggio e scolo, normalmente prive di flora e vegetazione specializzata.

Data la prevalenza di superfici occupate in tal modo, non si prevedono fenomeni di frammentazione degli habitat naturali presenti. Non si rilevano entità di interesse conservazionistico e/o fitogeografico, tuttavia potenzialmente presenti in alcuni settori marginali.

Per quanto riguarda le essenze tipicamente autoctone ma interferenti con la realizzazione dell'impianto, si prevederà, laddove possibile, l'espianto e la nuova piantumazione lungo il perimetro dell'impianto.

Per quanto riguarda il sollevamento polveri terrigene causato dalle operazioni di movimento terra e dal transito dei mezzi di cantiere potrebbe avere modo di provocare impatto temporaneo sulla vegetazione limitrofa a causa della deposizione del materiale sulle superfici vegetative fotosintetizzanti, che potrebbe alterarne le funzioni metaboliche e riproduttive. Nell'ambito della realizzazione dell'opera in esame, le polveri hanno modo di depositarsi essenzialmente su coperture erbacee a ciclo annuale o biennale, a rapido rinnovo e ridotto grado di naturalità, e solo secondariamente su individui vegetali arbustivi delle sopraccitate specie. Tramite l'adozione di opportune misure di mitigazione finalizzate all'abbattimento delle polveri, quali la bagnatura delle superfici e degli pneumatici dei mezzi ed il ricoprimento dei cumuli di terreno, potranno essere contenuti fenomeni di sollevamento e deposizione di portata tale da poter incidere significativamente sullo stato fitosanitario degli individui vegetali arbustivi eventualmente interessati dall'impatto.

In fase di esercizio il consumo ed occupazione fisica delle superfici da parte dei manufatti potrà incidere sulla componente floristico-vegetazionale attraverso la mancata possibilità di colonizzazione da parte delle fitocenosi spontanee e di singoli *taxa* floristici. In virtù degli attuali usi del suolo (agricolo e pascolativo) che in parte rallentano la possibilità di espansione da parte delle coperture arbustive e successivamente arboree vicine a formazioni rappresentative delle serie vegetazionali potenziali di riferimento, la significatività di tale impatto può essere considerata limitata.

Non si prevedono incidenze negative derivanti dal sollevamento delle polveri durante gli spostamenti lungo la viabilità interna in fase di esercizio, data la limitata attività all'interno dell'impianto e l'utilizzo di mezzi leggeri.

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

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

Opere di mitigazione

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

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

Quadro sinottico degli impatti sulla fauna

L'unica componente su cui bisognerà accertarsi delle previsioni descritte dalla relazione faunistica è quella sulla componente uccelli che necessiterà di approfondimento in fase di esercizio.

Fase di cantiere

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

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

Impatti sulle componenti faunistiche per la fase di cantiere

Fase di esercizio

	Anfibi	Rettili	Mammiferi	Uccelli
Mortalità/Abbattimento	-	-	-	Fase di monitoraggio per i primi 3 anni di esercizio dell'opera
Allontanamento	-	-	-	Favorire il pascolo di ovini come sfalcio delle erbacce per evitare attrezzatura rumorosa, e favorire la crescita di una opera di verde a contorno dell'impianto per contenere l'impatto sulle aree limitrofe

Perdita di habitat riproduttivo e di foraggiamento	-	-	Consentire la crescita controllata di erbacee negli ambiti perimetrali o non interessati da attività; non impiegare diserbati chimici e/o l'utilizzo di attrezzatura a motore.	Oltre alle considerazioni già espresse sarebbe opportuno realizzazione di punti di abbeveraggio costituiti da piccole depressioni
Frammentazione habitat	-	-	-	-
Insularizzazione habitat	-	-	-	Opera di verde a contorno con un franco della recinzione dal suolo di almeno 30 cm
Effetto barriera	-	-	franco della recinzione dal suolo di almeno 30 cm	-
Inquinamento luminoso	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°	Uso luce artificiale ridotta allo stretto indispensabile, per durata ed intensità, ed uso di lampade schermate chiuse, con temperatura di superficie inferiore a 60°
Alterazione effetti microclimatici	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli	Opere verdi a contorno dell'impianto e mantenimento stato vegetale al di sotto dei pannelli

Impatti sulle componenti faunistiche per la fase di esercizio

La dismissione di un impianto fotovoltaico di tali dimensioni potrebbe provocare fenomeni di erosione superficiale e di squilibrio della vegetazione presente. Tali inconvenienti saranno prevenuti mediante l'utilizzo di tecniche di ingegneria naturalistica abbinata ad una buona conoscenza del territorio di intervento. In questo senso, è possibile identificare una serie di obiettivi correlati al ripristino dei luoghi e della flora del sito:

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

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

- una attenta e mirata selezione delle specie erbacee, arbustive ed arboree autoctone e già presenti in situ, maggiormente adatte alle differenti situazioni (vegetazione al confine e vegetazione sotto pannello);

- la selezione di personale tecnico specializzato per l'intera fase di manutenzione necessaria durante il periodo dei lavori di riabilitazione.

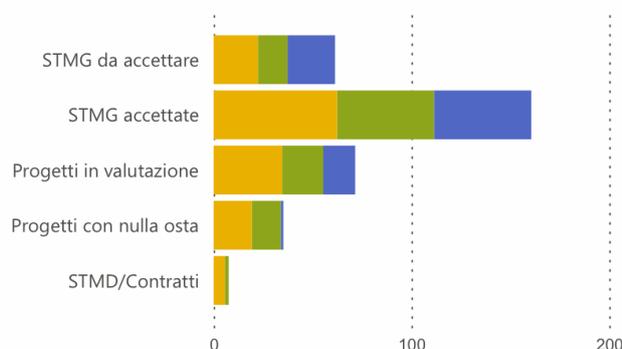
7. ANALISI DELLE INTERFERENZE CON ALTRI PROGETTI FER

Il primo riferimento che si illustra di seguito è estratto dal sistema di monitoraggio delle richieste di connessione alla rete degli impianti rinnovabili disponibile sul sito di Terna al presente link <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/rete/econnexion>

Le richieste di connessione attualmente per l'intera penisola italiana riguardano 336.38 GW di potenza, tramite la presentazione di 5678 pratiche, che possono essere distinte:

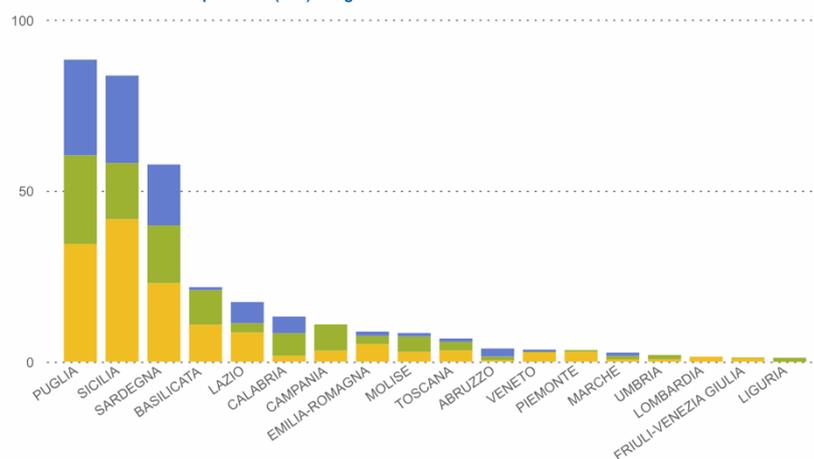
1. per fonte solare (43.06%, circa 144.84 GW), eolico on shore (30.07%, circa 101.14 GW) ed eolico off-shore (il 26.88%, circa 90.41 GW),
2. per iter del processo:

Richieste di connessione per fonte (GW) e stato pratica



3. per regione:

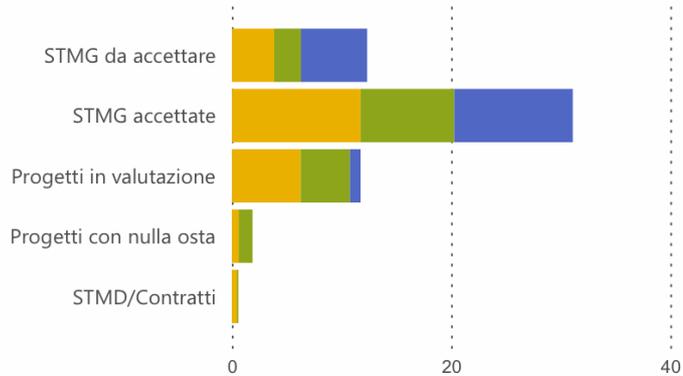
Richieste di connessione per fonte (GW) e regione



Le richieste di connessione attualmente per l'intera regione Sardegna riguardano 57.67 GW di potenza, tramite la presentazione di 809 pratiche, che possono essere distinte.

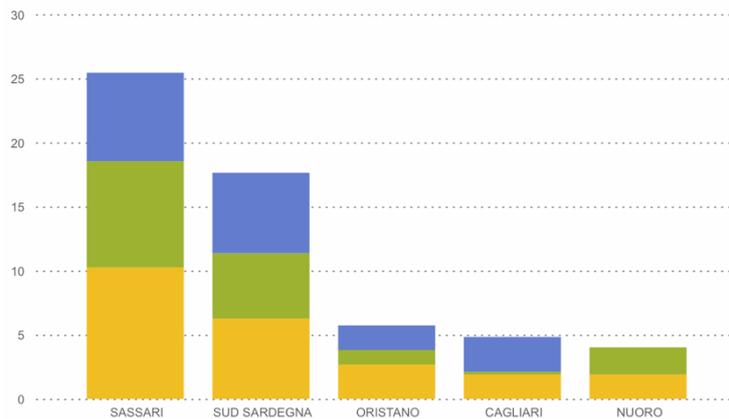
- per fonte solare (39.87%, circa 22.99 GW), eolico on shore (29.23%, circa 16.86 GW) ed eolico off-shore (il 30.90%, circa 17.82 GW),
- per iter del processo:

Richieste di connessione per fonte (GW) e stato pratica



- per provincia:

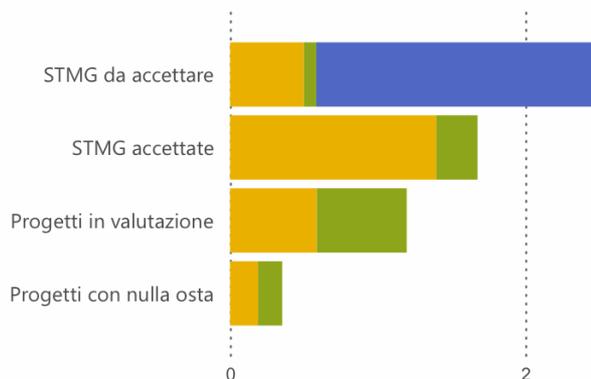
Richieste di connessione per fonte (GW) e provincia



Le richieste di connessione attualmente per la provincia di Oristano riguardano 5.73 GW di potenza, che possono essere distinte

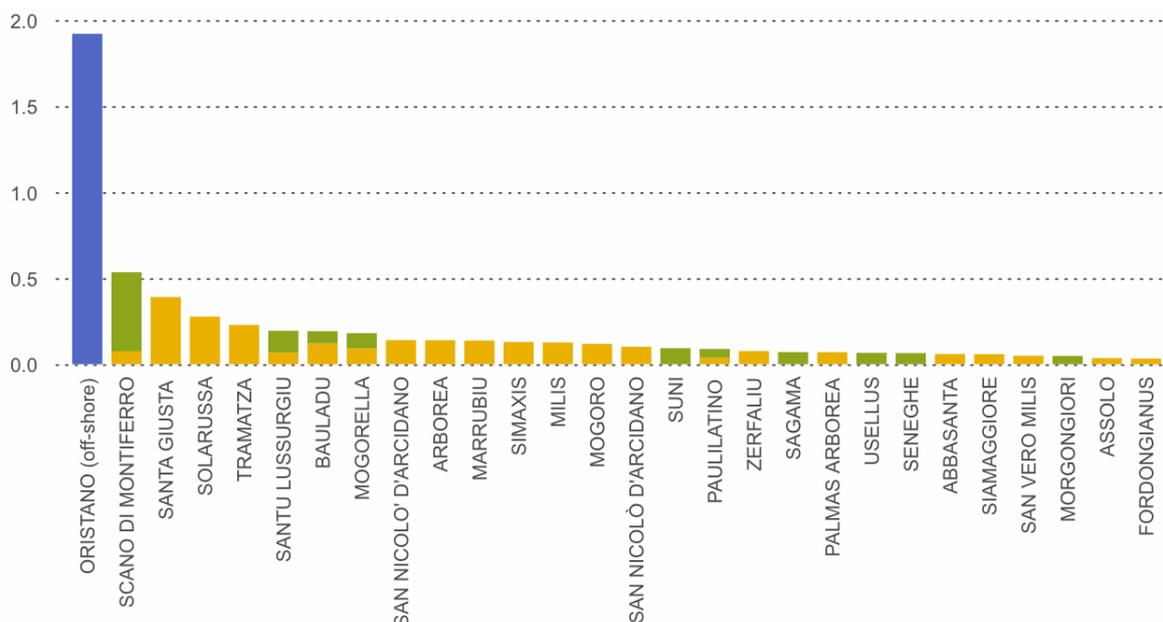
- per fonte solare (46.66%, circa 2.67 GW), eolico on shore (19.84%, circa 1.14 GW) ed eolico off-shore (il 33.50%, circa 1.92 GW),
- per iter del processo:

Richieste di connessione per fonte (GW) e stato pratica



3. per comune.

Per cui la stragrande maggioranza delle richieste di connessione pervenute a Terna sono per il comune di Oristano ed in particolare per impianti off-shore:



La regione, la provincia e il comune di Oristano, i cui dati sono riferiti al 31/03/2024, risultano perfettamente inserita nel mercato rispecchiando l'andamento complessivo della penisola: questo è lo stato dell'arte delle richieste di connessione.

Di seguito si analizzerà la possibile interferenza con i progetti pubblicati sul sito del MASE quindi soggetti ad un procedimento autorizzativo nazionale.

Attualmente non vi sono valutazioni di impatto ambientale caricare sul portale ministeriale per il comune di Marrubiu.

Valutazione Impatto Ambientale (PNIEC-PNRR)

Testo da ricercare



Progetti (0)

Progetto	Proponente	Data avvio	Stato procedura

Pagina 1 di 0

Estratto dal portale per le Valutazioni di Impatto Ambientale (PNIEC-PNRR) MASE

Per quanto riguarda i comuni percorsi dalla connessione alla rete, per il comune di Santa Giusta son stati presentati i seguenti progetti:

- Progetto di un impianto agrivoltaico della potenza di 40,896 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi in località "Sassu" nei Comuni di Arborea e Santa Giusta (OR).
- Progetto di un impianto fotovoltaico della potenza pari a 27,07 MW e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Santa Giusta (OR), in località "Cirras".
- Progetto di un impianto fotovoltaico denominato "Santa Giusta Angius", da realizzarsi in una cava dismessa entro i 500 metri dalla zona industriale nel Comune di Santa Giusta, dalla potenza nominale di 25,935 MWp
- Progetto di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Sassu" della potenza di 65,96 MW e delle relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in località Sassu nel comune di Santa Giusta (OR).

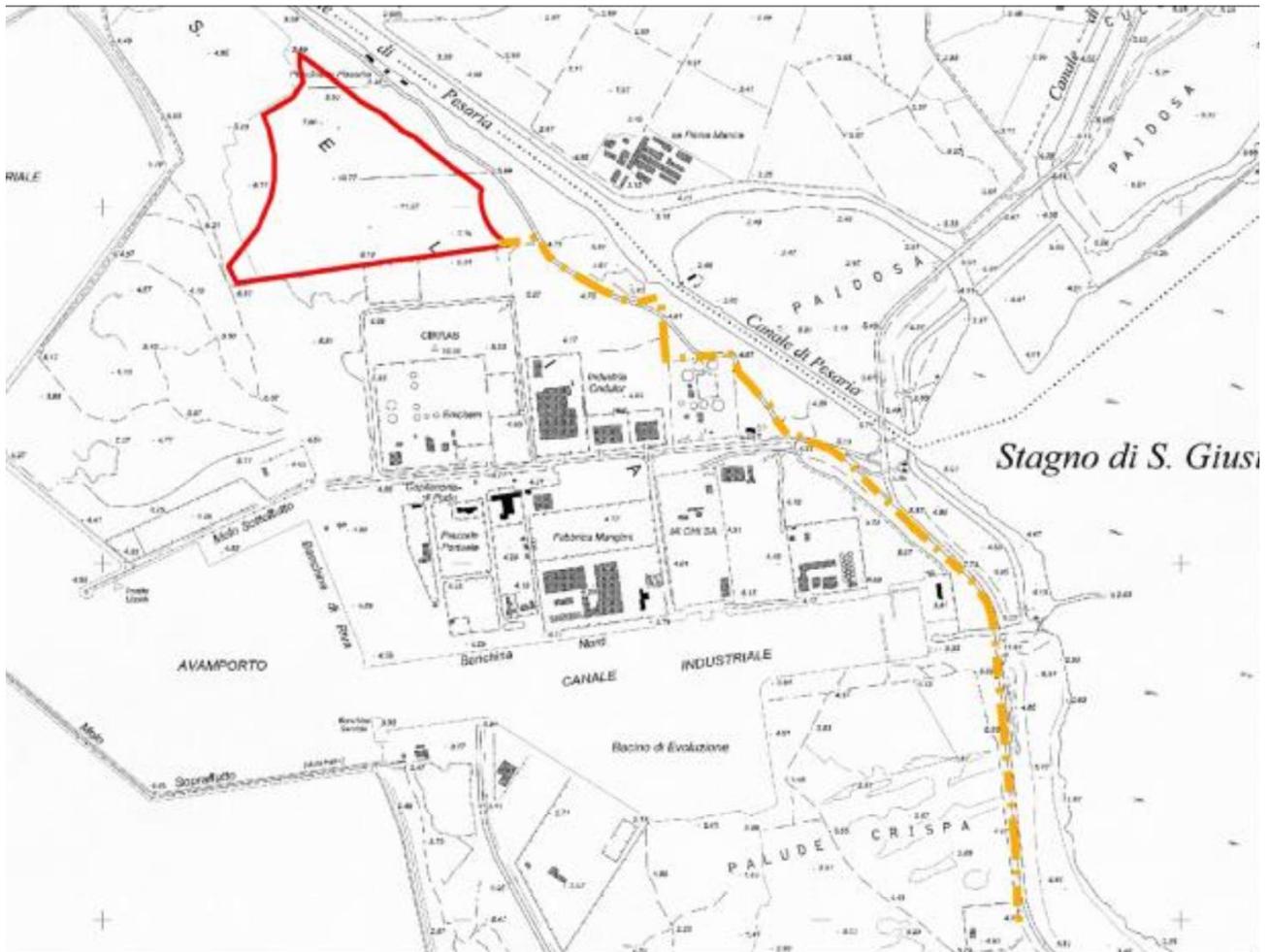
Il primo "Progetto di un impianto agrivoltaico della potenza di 40,896 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi in località "Sassu" nei Comuni di Arborea e Santa Giusta (OR)." è in fase di verifica amministrativa, in quanto il progetto è stato depositato in data 16/05/2024. Ciò significa per il momento non è possibile prendere visione della documentazione prodotta.

Per quanto riguarda le possibili interferenze con il "Progetto di un impianto fotovoltaico della potenza pari a 27,07 MW e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Santa Giusta (OR), in località "Cirras"", consultata la documentazione tramite il portale, si può affermare che i due progetti sono tra loro compatibili e non recano reciprocamente interferenze in quanto i percorsi di connessione non interessano le stesse strade, nonostante sia comune la stazione di consegna.



Progetto di un impianto fotovoltaico della potenza pari a 27,07 MW e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Santa Giusta (OR), in località "Cirras"

Per quanto riguarda il "Progetto di un impianto fotovoltaico denominato "Santa Giusta Angius", da realizzarsi in una cava dismessa entro i 500 metri dalla zona industriale nel Comune di Santa Giusta, dalla potenza nominale di 25,935 MWp" non si ritiene che vi possano essere delle interferenze perché l'area di progetto e la stazione di consegna sono adiacenti al porto industriale e pertanto in una posizione tale da non poter interferire col presente progetto.



Progetto di un impianto fotovoltaico denominato "Santa Giusta Angius", da realizzarsi in una cava dismessa entro i 500 metri dalla zona industriale nel Comune di Santa Giusta, dalla potenza nominale di 25,935 MWp

Per quanto riguarda il "Progetto di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Sassu" della potenza di 65,96 MW e delle relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in località Sassu nel comune di Santa Giusta (OR)" si può affermare che i due progetti sono tra loro compatibili e non recano reciprocamente interferenze in quanto non condividono la stazione di consegna né i percorsi di connessione interessano medesime strade.



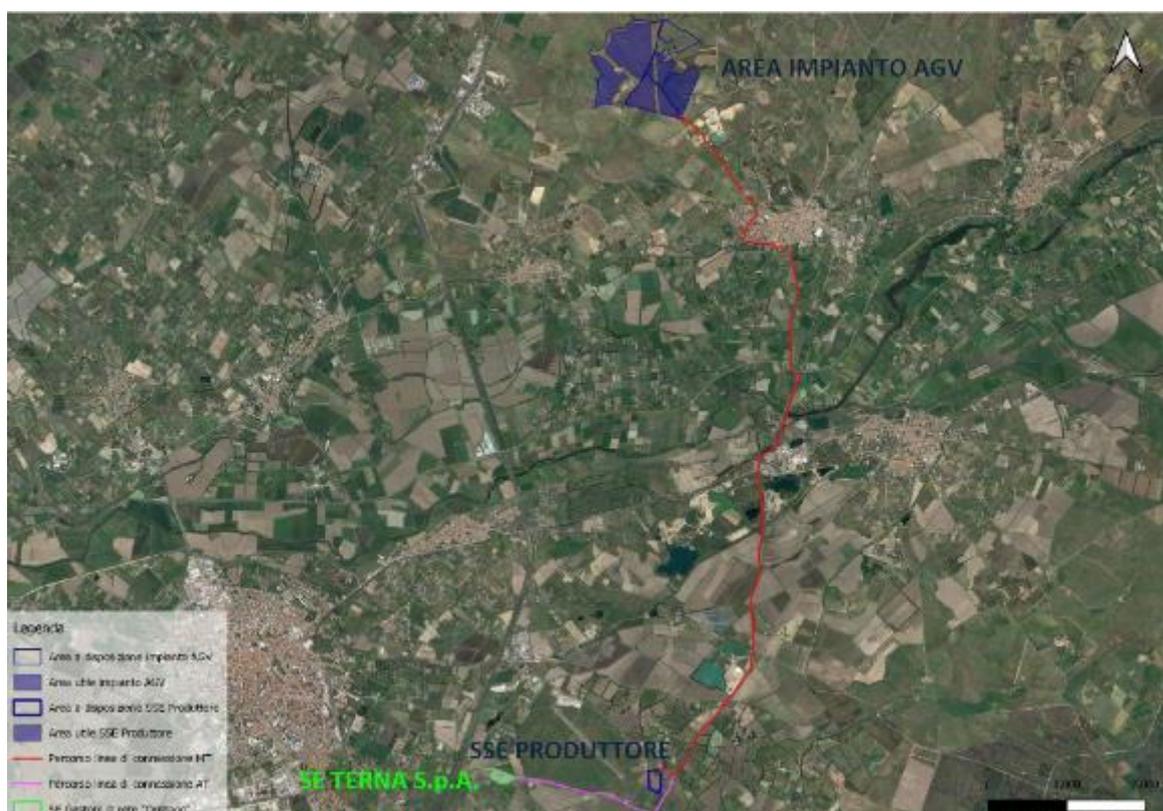
Progetto di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Sassu" della potenza di 65,96 MW e delle relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi in località Sassu nel comune di Santa Giusta (OR)

Per quanto riguarda i comuni percorsi dalla connessione alla rete, per il comune di Palmas Arborea son stati presentati i seguenti progetti:

- Progetto per la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Serr'e Arena" della potenza di 120 MWp e opere di connessione alla RTN, nei Comune di Palmas Arborea e Oristano";
- Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato "Giojana" della potenza 83,3 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi nei Comuni di Solarussa, Siamaggiore, Simaxis ed Oristano, in provincia di Oristano".



Progetto per la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Serr'e Arena" della potenza di 120 MWp e opere di connessione alla RTN, nei Comuni di Palmas Arborea e Oristano



Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato "Giojana" della potenza 83,3 MW e relative opere di connessione alla RTN da realizzarsi nei Comuni di Solarussa, Siamaggiore, Simaxis ed Oristano, in provincia di Oristano.

Entrambi i progetti condividono col presente impianto la stazione di consegna e il tratto finale del percorso di connessione potrebbe vicendevolmente creare delle interferenze, facilmente superabili tramite il posizionamento su quote differenti o in posizione adiacente.



Progetto per la realizzazione di un impianto agro-fotovoltaico denominato "Green and Blue Serr'e Arena" della potenza di 120 MWp e opere di connessione alla RTN, nei Comune di Palmas Arborea e Oristano"

Per quanto riguarda il portale della regione Sardegna deputato alla pubblicazione dei procedimenti soggetti a Valutazione di Impatto Ambientale, per il comune di Marrubiu risulta dalla ricerca risultano i seguenti progetto:

- Impianto fotovoltaico di potenza pari a 4488 kWp in località Pranu Cerbus – Comune di Marrubiu (OR), presentato il 12/06/2020.
- Impianto fotovoltaico "Marrubiu-ZI" della potenza complessiva di 8.724,8 kWp – Comuni di Marrubiu e Uras, presentato il 26/06/2020.
- Impianto eolico "Parco Eolico Marrubiu" composto da due aerogeneratori da 2.250 kW quale potenza massima, per complessivi 4.500 kW, presentato il 25/02/2011 e approvato con esito positivo con la Delibera della giunta regionale n. 25/11 del 02/07/2014.

Questi progetti si trovano in una posizione geografica molto distante e diametralmente opposta rispetto al progetto "MARRUBIU" per tanto non si ritiene possibile alcuna interferenza tra questi.

In conclusione della presente analisi, non si ritiene che, sulla base dei procedimenti presentati e degli elaborati pubblicati sui portali istituzionali, il presente progetto possa creare gravi interferenze sia di tipo tecnico che tecnologico sulle infrastrutture presenti sul territorio o in fase autorizzativa.

Ing. Stefano Floris

