

1	PROGETTO REV 01	MR	08/21	
REV.	DESCRIZIONE E REVISIONE	Sigla	Data	Firma
EMESSO				

PROGETTAZIONE	GVC s.r.l. Via della Pineta 1 - 85100 - Potenza email: info@gvcingegneria.it - website: www.gvcingegneria.it P.E.C.: gvcst@gigapec.it Direttore Tecnico: dott. ing. MICHELE RESTAINO Collaboratori GVC s.r.l. per il progetto: dott. ing. GIORGIO MARIA RESTAINO dott. ing. CARLO RESTAINO dott. ing. ATTILIO ZOLFANELLI	 GVC SERVIZI DI INGEGNERIA

Committente	VERDE 3 S.R.L.	 Verde 3 s.r.l.		
Comune	COMUNI DI LARINO - URURI - SAN MARTINO IN PENSILIS (CB)	COD. RIF	G/129/02/A/01/PD	
Opera	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTATICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 11.980,65 kWp DENOMINATO LARINO 6 - UBICATO IN LOCALITA' PIANE DI LARINO NEL COMUNE DI LARINO E IN LOCALITA' FORCONI NEL COMUNE DI URURI E SAN MARTINO IN PENSILIS	ELABORATO	FILE	
Oggetto	PROGETTO DEFINITIVO RELAZIONE TECNICA GENERALE	Categoria	N.°	
		PD	Scala	-----
		RT-01		
		Questo disegno è di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne è vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta		

Sommario

1. PREMESSA	3
2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
2.1. Dati generali identificativi della Società proponente.....	3
2.2. Dati generali del progetto	4
2.3. Inquadramento normativo.....	11
- Normativa di riferimento nazionale ed europea	11
- Normativa di riferimento regionale	12
- Normativa tecnica.....	12
3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO DEL CONTESTO.....	16
3.1. Descrizione del sito di intervento.....	16
- Identificazione dell'area di pertinenza dell'impianto	16
- Ubicazione rispetto alle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale ..	18
- Descrizione del contesto ambientale	29
- Descrizione della reti infrastrutturali esistenti.....	31
- Documentazione Fotografica.....	32
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO.....	33
4.1. Descrizione generale	33
4.2. Moduli FTV	36
4.3. Strutture di sostegno dei moduli FTV.....	39
4.4. String Box.....	41

4.5.	Power-station	41
4.6.	Inverter	42
4.7.	Quadri BT.....	45
4.8.	Quadri MT.....	45
4.9.	Trasformatori BT/MT.....	46
4.10.	Cabine elettriche.....	47
4.11.	Sottostazione elettrica rete utente	48
4.12.	Cavidotti ed elettrodotti di connessione	49
4.13.	Recinzioni e cancelli	51
4.14.	Viabilità interna e piazzali.....	52
4.15.	Opere di mitigazione	52
4.16.	Il piano agronomico	53
5.	DISPONIBILITÀ AREE ED INDIVIDUAZIONE INTERFERENZE.....	55
5.1.	Disponibilità aree	55
5.2.	Individuazione interferenze e soluzioni tecniche proposte	56
6.	RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE	59
7.	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO	62
8.	DISMISSIONE IMPIANTO	68
9.	RICADUTE SOCIO-OCCUPAZIONALI.....	70
10.	QUADRO ECONOMICO DEL PROGETTO	72

1. PREMESSA

Lo scopo del presente documento è quello di fornire tutti gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto alle finalità dell'intervento, il rispetto del prescritto livello qualitativo, dei conseguenti costi e dei benefici attesi dalla realizzazione di un **impianto agrivoltaico** di potenza pari a **11.980,65 KWp** da installarsi sui terreni siti nel territorio dei **Comuni di Larino, Ururi e San Martino in Pensilis (CB)**, della sottostazione AT/MT, da realizzare nel Comune di Larino (CB) e del relativo cavidotto di connessione. In particolare si descriverà il contesto in cui si inserisce l'impianto, i dettagli tecnici, le scelte progettuali effettuate, le criticità e le interferenze rilevate, le indagini eseguite, le modalità di realizzazione, i costi e le risorse finanziarie di progetto.

2. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

2.1. Dati generali identificativi della Società proponente

Ragione Sociale:	Verde 3 s.r.l.
Amministratore:	MATEO NICOLAS CELI-CADIEUX
Sede Legale:	Via Cino del Duca 5, 20122, Milano (MI)
Codice fiscale e P.IVA:	01853460705
Numero R.E.A.:	MI-2629516
Email PEC:	verde3srl@pec.buffetti.it
Referente per il progetto:	Ing. Giorgio Maria Restaino – Amministratore GVC s.r.l., Via della Pineta n.1, 85100 Potenza, 0971-1565639, PEC: gvc srl@gigapec.it .

2.2. Dati generali del progetto

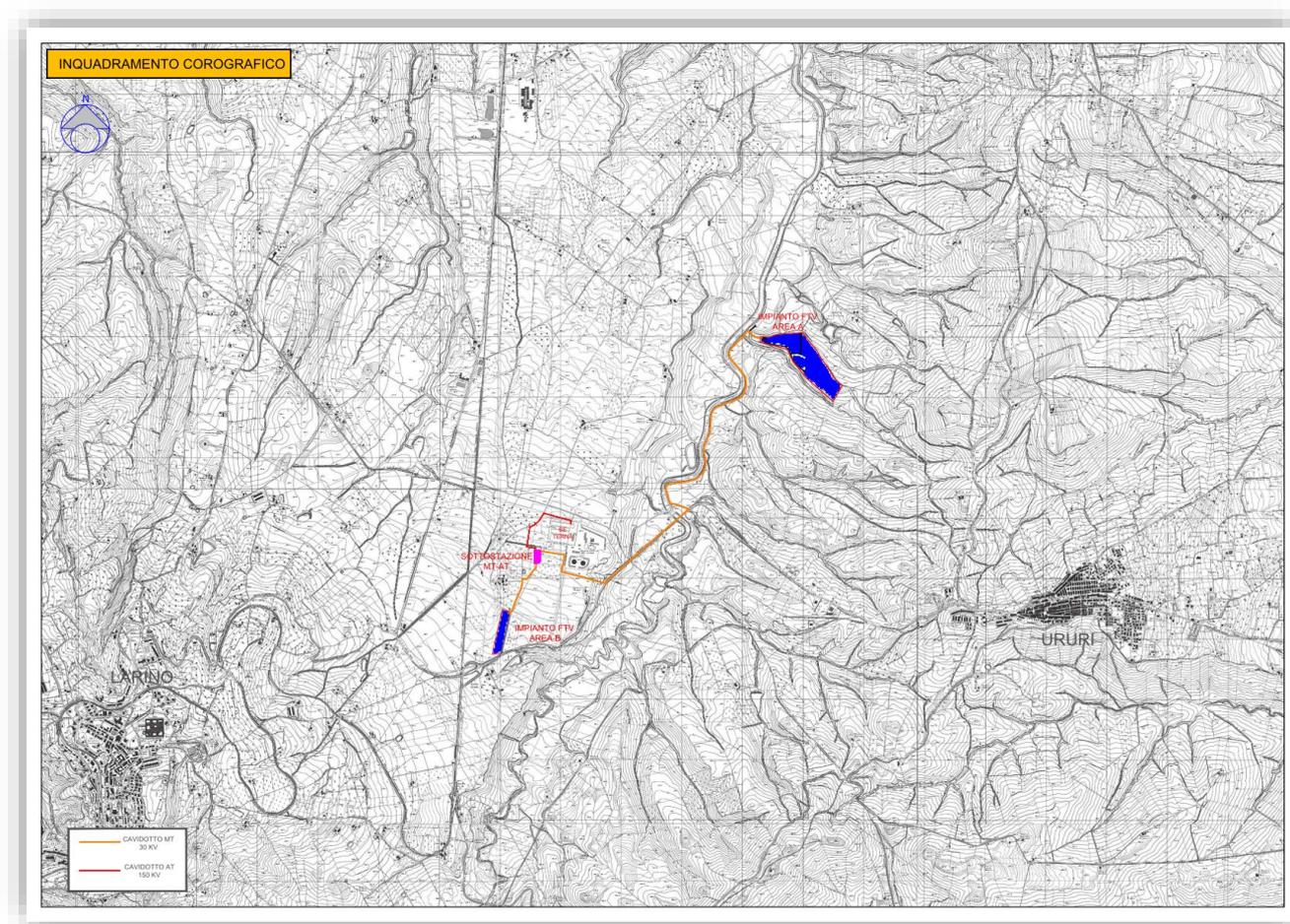
Il progetto prevede la realizzazione di un impianto **agrivoltaico** di potenza nominale pari a **11.980,65 KWp** da installarsi sui terreni nei comuni di Larino (CB), Ururi (CB) e San Martino in Pensilis (CB), e relativa sottostazione AT/MT nel Comune di Larino (CB). La denominazione dell'impianto sarà **"LARINO 6"**.

L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella rete di trasmissione nazionale RTN con allaccio in Alta Tensione tramite collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV di Larino.

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società " VERDE 3 S.r.l " che dispone delle disponibilità all'utilizzo delle aree oggetto di intervento.

L'impianto si colloca in Molise, provincia di Campobasso, in agro dei comuni di Larino, in Località Piane di Larino (quota media del sito: 200 m.s.l.m.), Ururi e San Martino in Pensilis in Località Forconi (quota media del sito: 145 m.s.l.m.), distante circa 2,3 km (in linea d'aria) nord-est dal centro abitato di Larino, a 2,03 km nord-ovest dal Comune di Ururi e 4 Km sud dal centro abitato di San Martino in Pensilis.

Si riporta di seguito lo stralcio dell'inquadramento corografico dell'impianto.



Corografia con indicazione impianto

SITO DI PROGETTO:

Comuni: Larino-Ururi-San Martino in Pensilis (CB)

Località: Piane di Larino e Forconi

Quota sul livello del mare: min. 125 m - max 200 m

Estensione area impianto:

54.300 mq circa di pannelli fotovoltaici;

155.600 mq circa recintati.

Campo Agrivoltaico "Area A"
Comuni: Ururi (CB) - San Martino in Pensilis (CB)

Località: Forconi

Particelle Catastali: San Martino in Pensilis - Foglio 54 – Particella 12

Ururi: Foglio 5 – Particelle: 8-40

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°50'00.11" N

Longitudine 14°59'17.32" E

Estensione area recintata: circa 129.800 mq

Campo Agrivoltaico "Area B"
Comune: Larino (CB)

Località: Piane di Larino

Particelle Catastali: Larino: Foglio 44 – Particelle 51-26

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°48'48.04" N

Longitudine 14°57'28.84" E

Estensione area recintata: circa 25.800 mq

Sottostazione MT/AT (Condivisa con altri produttori)
Comune: Larino (CB)

Località: Piane di Larino

Particelle Catastali: Foglio 43 – Particelle 19-73-79-80

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°49'07.85"

Longitudine 14°57'41.58"

Estensione area recintata: circa 5.300 mq

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

OPERE CONNESSE E INFRASTRUTTURE NECESSARIE:

Cavidotto interrato MT a 30 kV di connessione Area A-SSE:

Lunghezza: circa 3920 m;

Particelle catastali:

San Martino in Pensilis: Foglio 54 part. 12-11-45 e Foglio 53 part. 20-22:

Ururi: Foglio 5 part. 50-51-52-53-54-55-56 e Foglio 9 part. 8-136-137-138-139-140-145-143-144-141;

Larino: Foglio 43 part. 62-97-98-48-56-57-23-123-19;

Cavidotto interrato MT a 30 kV di connessione Area B-SSE:

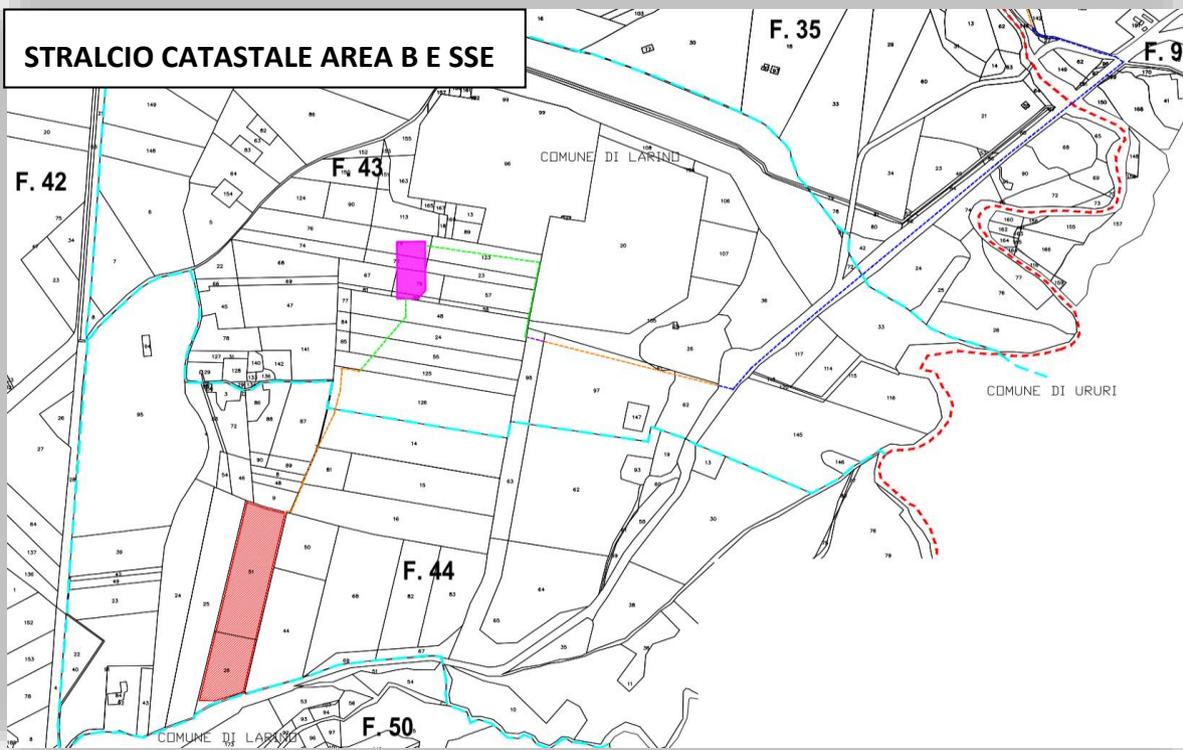
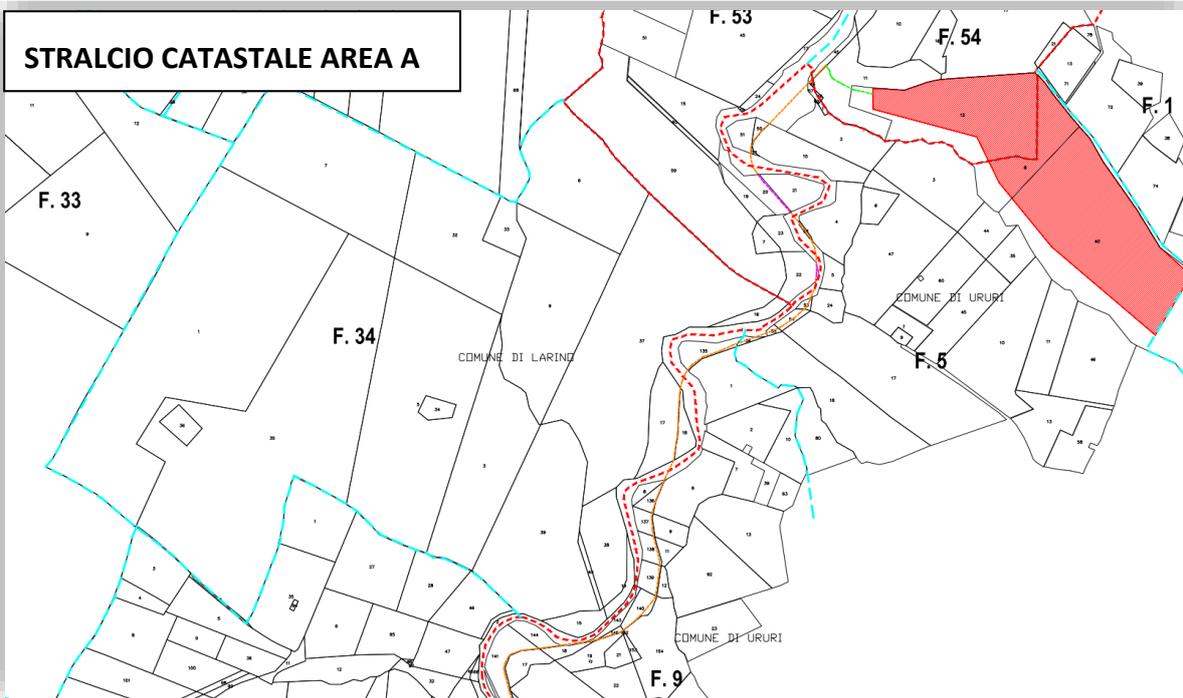
Lunghezza: circa 560 m;

Particelle catastali: Larino: Foglio 44 part. 16-81-14 e Foglio 43 part. 128-125-55-24-48;

Elettrodotto interrato AT a 150kV:

Lunghezza: circa 566 m;

Particelle catastali: F.43 mapp.le 19-123-20.



L'impianto occuperà complessivamente 195.350 mq di cui:

- circa 155.600 mq recintati e relativi ai campi agrivoltaici;
- circa 39.750 mq liberi da impianti, in quanto non utilizzabili per tale scopo (presenza di fasce di rispetto, vincoli di varia natura, zone acclivi, fossi, ecc.), ed in parte utilizzati per le opere di mitigazione quali siepi perimetrali e piantumazione di alberi;

a cui si aggiungono circa 5.300 mq recintati e relativi alla Sottostazione AT/MT condivisa con altri produttori.

Nel dettaglio l'impianto sarà composto da:

- 17.490 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 685 Wp;
- n.51 Quadri di campo (STRING-BOX)
- n.4 inverter centralizzati;
- n.3 POWER-STATION (alloggio inverter, quadri MT e BT di campo, trasformatori MT-BT);
- n.2 cabine di distribuzione MT;
- n.2 control room;
- n.2 container di campo;
- n. 1 sottostazione MT/AT 30KV/150KV (condivisa con altri produttori);
- cavidotti BT per collegamenti stringhe a quadri di campo e quadri di campo a power-station;
- cavidotti MT a 30Kv interni ai campi per collegamento power-station a cabine di distribuzione MT;
- cavidotti dati per il monitoraggio e controllo impiantistica;
- n.2 cavidotti MT di connessione dei campi alla SSE;
- n.1 elettrodotto AT a 150 kV per collegamento sottostazione MT/AT a SE di TERNA di trasformazione 380/150 kV di Larino;
- Opere civili quali:
 - Recinti;
 - Cancelli di ingresso;
 - Viabilità di servizio interna ai campi;

- Piazzole di accesso alle cabine;
- Strutture di supporto dei moduli FTV (TRACKER MONOASSIALI);
- Opere di mitigazione (siepi e alberi);
- Opere agronomiche:
 - Filari di mandorlo nano e coltivazioni legumicole tra le file dei moduli fotovoltaici;
 - Inerbimento negli spazi residui.

La scelta del sito è stata fatta sulla base di diversi di parametri tra cui l'irradianza giornaliera media annua valutata in KWh/mq/giorno di sole sul piano dei moduli non inferiore a 4; tra gli altri parametri che hanno influenzato la scelta del sito ci sono:

- le caratteristiche orografiche e geomorfologiche;
- la presenza/assenza di aree vincolate o non idonee ai sensi della normativa vigente;
- la presenza di strade pubbliche, Stazioni elettriche e altre infrastrutture.

Successivamente alla scelta del sito, è stata condotta una analisi di mercato al fine di valutare quali fossero le migliori componenti elettriche principali dell'impianto, moduli fotovoltaici ed inverter, che offrissent la maggiore efficienza ed affidabilità applicata alla tipologia di impianto in progetto.

Una volta definite le aree e le componenti elettriche principali da impiegare, tra cui quella di utilizzare per le strutture di sostegno degli inseguitori monoassiali EST-OVEST, grazie all'applicativo PVSYST, è stato possibile determinare la producibilità attesa dall'impianto in progetto.

Dai calcoli effettuati la produzione di energia elettrica in corrente alternata risulta essere pari a **21.213.000 KWh/anno** pari a **1.770,61 KWh/KWp**.

Per il dettaglio dei calcoli si rimanda alla relazione **RT-04 – RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO**.

2.3. Inquadramento normativo

- Normativa di riferimento nazionale ed europea

Si riporta di seguito l'elenco delle principali norme a livello nazionale e comunitario:

- Decreto Legislativo 16 giugno 2017, n. 104 - Attuazione della direttiva 2014/52/UE del Parlamento europeo e del Consiglio, del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE, concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati, ai sensi degli articoli 1 e 14 della legge 9 luglio 2015, n. 114.
- Direttiva 92/20141/CE - Direttiva 2011/92/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- Direttiva 52/2014/CE - Direttiva 2014/52/UE del Parlamento Europeo e del Consiglio del 16 aprile 2014, che modifica la direttiva 2011/92/UE concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati;
- Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387 di recepimento della Direttiva 2001/77/Ce relativo alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- Legge del 23 agosto 2004, n. 239 - Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia (c.d. legge Marzano);
- Pacchetto energia e cambiamenti climatici - Position Paper del 10 settembre 2007 del Governo italiano;
- Decreto Ministero dello sviluppo economico 18 dicembre 2008 –Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, ai sensi dell'articolo 2, comma 150, della legge 24 dicembre 2007, n. 244;
- DM 10 settembre 2010 che approva le Linee guida nazionali per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili previste dall'art. 12, comma 10 del D.Lgs. 387/03.
- Decreto legislativo 28/2011 - Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE;
- D.lgs. n.152/2006 "Norme in materia ambientale".

- **Normativa di riferimento regionale**

Si riporta di seguito l'elenco delle principali norme a livello regionale:

- Legge Regionale 24 marzo 2000, n. 21 - Disciplina della procedura di impatto ambientale;
- Delibera di Giunta Regionale n. 621 del 4 agosto 2011 - "Linee guida per lo svolgimento del procedimento unico di cui all'art. 12 del D. Lgs. n. 387/2003 per l'autorizzazione alla costruzione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sul territorio della Regione Molise."
- Legge Regionale 7 agosto 2009, n.22 - "Nuova disciplina degli insediamenti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Molise".
- Legge Regionale 23 dicembre 2010, n.23 - "Modifiche ed integrazioni alla Legge Regionale 7 agosto 2009 n.22".
- Legge Regionale 16 dicembre 2014, N. 23 - "Misure urgenti in materia di energie rinnovabili".
- Delibera di Giunta Regionale n.58 del 26 febbraio 2019 - "Autorizzazione Unica Ai Sensi Dell'art. 12 Del D.Lgs. N. 387/2003 per la costruzione e l'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili. oneri istruttori. Revisione D.G.R. N. 621/2011".
- Delibera di Giunta Regionale n.1102 del 30 dicembre 2010 - "categorie di uso antropico dei piani territoriali paesistico ambientali di area vasta – indicazioni sulla classificazione degli impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili".
- Determina dirigenziale della Regione Molise n.1064 del 27 marzo 2018 - "approvazione modulistica per la gestione del procedimento relativo al rilascio di autorizzazione unica ai sensi dell'art.12 del D.Lgs n.387/2003 e s.m.i."
- Delibera del Consiglio Regionale n.133 del 11 luglio 2017 Piano Energetico Ambientale Regionale della Regione Molise;
- Delibera di Giunta Regionale n.486 del 11 maggio 2009 - "DIRETTIVA in materia di Valutazione d'Incidenza per piani, programmi e interventi che possono interferire con le componenti biotiche ed abiotiche dei Siti di Importanza Comunitaria (SIC) e delle Zone di Protezione Speciale (ZPS) individuate nella Regione Molise, in attuazione del D.P.R. 8 settembre 1997 n. 357, così come modificato con il D.P.R. del 12 marzo 2003, n. 120".

- **Normativa tecnica**

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti (elenco indicativo e non esaustivo):

- D.P.R. 27.04.1955 n. 547 e successive modificazioni;
- D.P.R. 07.01.1956 n. 164 e successive modificazioni;
- D.P.R. 19.03.1956 n. 303 e successive modificazioni;
- Legge 07.12.1984 n. 818 e successive modificazioni;
- Legge 01.03.1990 n. 186;
- Legge 18.10.1977 n. 791;
- Legge 05.03.1990 n. 46 e successive integrazioni (sostituita dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.P.R. 06.12.1991 n. 447(sostituito dal DM NR 37 del 22-01-08);
- D.L. 19.09.1994 n. 626 e successive modificazioni;
- C.d.R. TERNA e rispettivi allegati applicabili, nonché norma
- CEI 0-16 e sue correlate. Per le protezioni elettriche in ambiente 150 kV vale il documento di riferimento;
- TERNA DRRPX04042 (“Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 150 kV”);
- TERNA DRRPX03048 (“Criteri generali di protezione delle reti a tensione uguale o superiore a 150 kV”);
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1kV in corrente alternata;
- CEI 11-4 Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne;
- CEI 11-15 Esecuzione di lavori sotto tensione;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – linee in cavo;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-25 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti trifasi a corrente alternata;
- CEI EN60865-1 Calcolo degli effetti delle correnti di cortocircuito;
- CEI 11-28 Calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a B.T.;
- CEI 11-35 Guida all’esecuzione delle cabine elettriche d’utente;
- CEI 11-37 Guida all’esecuzione degli impianti di terra negli stabilimenti industriali per sistemi di I,II,III categoria
- CEI 17-1 Interruttori a corrente alternata a tensione superiore a 1000V;
- CEI 17-4 (CEI EN60129) Sezionatori e sezionatori di terra a corrente alternata a tensione superiore a 1000V

- CEI 17-6(CEI EN60298) Apparecchiature prefabbricate con involucro metallico per tensioni da 1kV a 52kV;
- CEI 17-9/1(CEI EN60265-1) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra- sezionatori per tensioni da 1kV a 52kV;.
- CEI 17-9/2(CEI EN60265-2) Interruttori di manovra ed interruttori di manovra- sezionatori per tensioni uguali o superiori a 52kV;
- CEI 17-21 (CEI EN60694) Apparecchiatura di manovra e di comando ad alta tensione- Prescrizioni comuni;
- CEI 17-46 (CEI EN60420) Interruttori di manovra ed interruttori-sezionatori con fusibili ad alta tensione per corrente alternata;
- CEI 17-68 (CEI EN50187) Apparecchiatura di manovra con involucro metallico con isolamento a gas per tensioni da 1kV a 52kV;
- IEC 99-4 Scaricatori di sovratensione per sistemi di II e III categoria;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori di B.T.-Parti 1...7.;
- CEI 17-13/1 (CEI EN60439-1) Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per B.T. - Quadri elettrici AS ed ANS;
- CEI 20-13 Cavi isolati in gomma EPR con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-14 Cavi isolati in PVC con tensione non superiore a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-21 Calcolo della portata dei cavi elettrici;
- CEI 20-22 Prove dei cavi non propaganti l'incendio;
- CEI 20-33 Giunzioni e terminazioni per cavi di energia con tensione fino a $U_0/U=0.6/1kV$;
- CEI 20-37 Cavi elettrici-prove sui gas emessi durante la combustione;
- CEI UNEL 35024/1 Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico;
- CEI UNEL 35024/1EC Portate di corrente in regime permanente per posa in aria di cavi B.T. ad isolamento elastomerico o termoplastico;
- CEI 23-28 Tubi per installazioni elettriche/tubi metallici;
- CEI 23-39(CEI EN50086-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/prescrizioni generali;
- CEI 23-54(CEI EN50086-2-1) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi rigidi;
- CEI 23-55(CEI EN50086-2-2) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi pieghevoli;
- CEI 23-56(CEI EN50086-2-3) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche/tubi flessibili;
- CEI 23-29 Cavidotti in materiale plastico;

- CEI 23-19 Sistemi di canali isolanti portacavi ad uso battiscopa;
- CEI 23-32 Sistemi di canali isolanti portacavi e portapparecchi per utilizzo a soffitto o parete;
- CEI 23-31 Sistemi di canali metallici portacavi ed accessori;
- CEI 23-20/23-21/23-30/23-35/23-41 Dispositivi di connessione e morsetti;
- CEI 23-48(1998) Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o similare - Cassette;
- CEI 23-49 Involucri per installazioni elettriche ad uso domestico o similare - Quadri elettrici;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o similare;
- CEI 23-51V1 Prescrizioni per la realizzazione dei quadri elettrici ad uso domestico o similare;
- CEI 17-44 (CEI EN60947-1) Apparecchiature per B.T. - Regole generali;
- CEI 17-5 (CEI EN60947-2) Interruttori automatici per B.T.;
- CEI EN60947-2 (Appendice B) Dispositivi differenziali indipendenti con toroide separato;
- CEI 17-11 (CEI EN60947-3) Interruttori di manovra e sezionatori con o senza fusibili per B.T.;
- CEI 17-50 (CEI EN60947-4-1) Contattori ed avviatori elettromeccanici per B.T.;
- CEI 17-45 (CEI EN60947-5-1) Dispositivi per circuiti di comando e manovra in B.T.;
- CEI 17-47 (CEI EN60947-6-1) Apparecchiature di commutazione automatica in B.T.;
- CEI 17-48 (CEI EN60947-7-1) Morsettiere per conduttori in B.T.;
- CEI 17-41 (CEI EN61095) Contattori elettromeccanici per usi domestici o similari;
- CEI 41-1 Relè ausiliari elettromeccanici;
- CEI 23-3 (CEI EN60898) Interruttori automatici per usi domestici e similari;
- CEI 23-12 (CEI EN60309-1/2) Prese a spina per usi industriali;
- CEI 23-5 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-50 Prese a spina per usi domestici e similari;
- CEI 23-16 Prese a spina di tipo complementare per usi domestici e similari;
- CEI 23-9 (CEI EN60669-1) Apparecchi di comando non automatici per usi domestici e similari;
- CEI EN60669-2-1/2 Relè passo/passo modulari;
- CEI 23-42 (CEI EN61008-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-43 (CEI EN61008-2-1) Interruttori differenziali senza sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-18 (CEI EN61009-2-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI 23-44 (CEI EN61009-1) Interruttori differenziali con sganciatori di sovracorrente incorporati per usi domestici e similari;
- CEI EN61036 Contattori elettrici statici di energia attiva per corrente alternata;

- CEI EN61010-1 Strumenti di misura digitali;
- CEI EN60414/CEI EN60051 Strumenti di misura analogici;
- CEI 66-5/85-3/85-4/85-5/85-7 Strumenti di misura;
- CEI 38-1 (CEI EN60044-1) Trasformatori di corrente per misura;
- CEI 38-2 Trasformatori di tensione per misura;
- EN 60730-1/2 Termostati modulari;
- EN 61000-3-2 Interruttori crepuscolari modulari;
- CEI EN60730-1/2 Interruttori orari modulari;
- CEI 81-10 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 37-1 Limitatori di sovratensione a resistori non lineari con spinterometri;
- CEI 37-2 Limitatori di sovratensione ad ossido di metallo senza spinterometri;
- IEC 60840 Cavi AT per posa interrata;
- CEI EN 62305 -1 "Protezione contro i fulmini. Principi generali";
- CEI EN 62305 -2 "Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio";
- CEI EN 62305 -3 "Protezione contro i fulmini. Danno materiale delle strutture e pericolo per le persone";
- CEI EN 62305 -4 "Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture"

3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO DEL CONTESTO

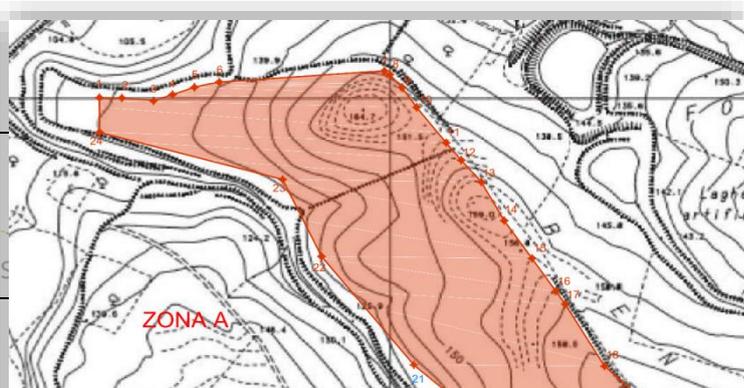
3.1. Descrizione del sito di intervento

- Identificazione dell'area di pertinenza dell'impianto

L'impianto agrivoltaico da realizzare sarà ubicato in agro dei Comuni di Larino-Ururi-San Martino in Pensilis nelle località Piane di Larino e Forconi.

L'area di impianto dista circa 2,3 km (in linea d'aria) nord-est dal centro abitato di Larino, a 2,03 km nord-ovest dal Comune di Ururi e 4 Km sud dal centro abitato di San Martino in Pensilis.

Si riporta di seguito l'identificazione dell'area di pertinenza dell'impianto delimitata dalle recinzioni attraverso le coordinate piane (GAUSS-BOAGA - Roma 40 fuso est) dei vertici dei poligoni che le racchiudono.



2A - RT-01



Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

COORDINATE		
GAUSS-BOAGA ROMA40		
VERTICE	EST	NORD
ZONA A		
1	4 648 850,165	1 996 964,668
2	4 648 851,684	1 996 991,744
3	4 648 850,678	1 997 030,107
4	4 648 860,345	1 997 052,360
5	4 648 871,528	1 997 078,098
6	4 648 880,370	1 997 107,555
7	4 648 908,677	1 997 305,172
8	4 648 904,391	1 997 312,142
9	4 648 888,882	1 997 327,905
10	4 648 864,557	1 997 347,396
11	4 648 821,257	1 997 386,189
12	4 648 800,298	1 997 405,863
13	4 648 773,897	1 997 432,019
14	4 648 726,096	1 997 463,000
15	4 648 679,753	1 997 499,876
16	4 648 639,528	1 997 531,558
17	4 648 623,811	1 997 543,936
18	4 648 547,287	1 997 596,884
19	4 648 490,797	1 997 667,398
20	4 648 355,695	1 997 600,558
21	4 648 532,778	1 997 367,156
22	4 648 664,588	1 997 246,378
23	4 648 760,283	1 997 192,561
24	4 648 805,617	1 996 967,791

COORDINATE		
GAUSS-BOAGA ROMA40		
VERTICE	EST	NORD
ZONA B		
30	4 646 437,992	1 994 992,806
31	4 646 429,023	1 995 022,862
32	4 646 421,236	1 995 060,760
33	4 646 080,245	1 995 011,042
34	4 646 059,979	1 994 961,287
35	4 646 059,344	1 994 935,182
36	4 646 190,909	1 994 955,348
SOTTOSTAZIONE MT/AT		
25	4 646 947,473	1 995 221,928
26	4 646 950,979	1 995 271,957
27	4 646 858,625	1 995 278,429
28	4 646 842,376	1 995 266,094
29	4 646 839,810	1 995 229,473

I terreni su cui insiste il progetto hanno una destinazione d’uso agricola.

Per la realizzazione dell’impianto il proponente ha sottoscritto, con i proprietari di tutti i terreni interessati dalla installazione dell’impianto agrivoltaico, i necessari contratti preliminari di vendita pertanto non sarà necessario ricorrere all’istituto dell’esproprio per pubblica utilità. Per quanto riguarda i terreni su cui si sviluppa il cavodotto di connessione non si è in possesso dei preliminari del diritto di superficie, pertanto sarà necessario ricorrere

all'istituto dell'esproprio per pubblica utilità. Per il dettaglio si rimanda agli elaborati B-02a, B-02b e RT-09 relativi al PIANO PARTICELLARE GRAFICO e DESCRITTIVO.

- **Ubicazione rispetto alle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale**

CODICE DEI BENI CULTURALI D.LGS 42/2004

Il riferimento normativo principale in materia di tutela del paesaggio è costituito dal "Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio" definito con decreto legislativo del 22 gennaio 2004, n. 42, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137 ed entrato in vigore il 1° maggio 2004 che ha abrogato il "Testo Unico della legislazione in materia di beni culturali e ambientali", istituito con D. Lgs. 29 ottobre 1999, n. 490.

L'impianto in progetto è ubicato all'esterno di aree vincolate ai sensi dell'art. 10-136-142 del D.Lgs. n.42/04, come la gran parte delle opere connesse.

Solo il cavidotto esterno attraversa la fascia di 150 m di un corso d'acqua e un tratturo (S. Andrea - Biferno), elementi tutelati dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio. Tuttavia il cavidotto è un'opera interrata e seguirà il corso di una strada sterrata esistente e successivamente della strada provinciale SP 167.

AREE NATURALI PROTETTE (legge quadro 394/91)

La Legge Quadro sulle Aree Protette (394/91) è stata recepita dalla Regione Molise con legge regionale n. 23/2004 e ss.mm.ii.

Nel territorio molisano sono presenti le seguenti aree:

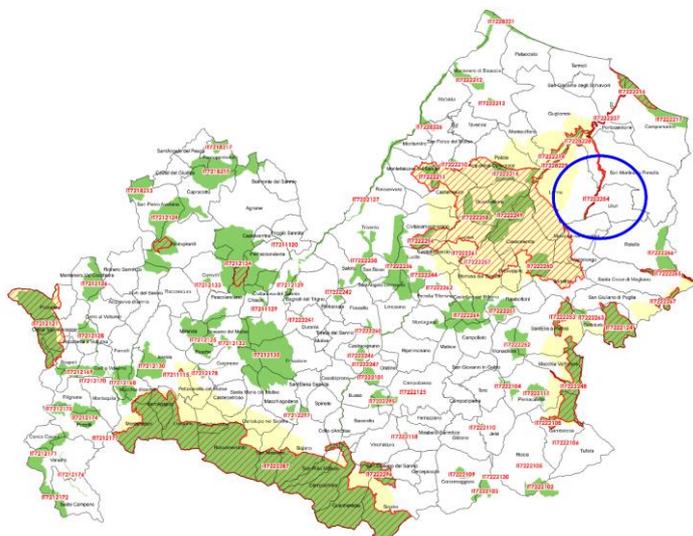
- EUAP0001 - Parco Nazionale d'Abruzzo, Lazio e Molise: 4000 ha
- EUAP0093 - Riserva MAB di Monte di Mezzo: 300 ha
- EUAP0092 - Riserva MAB di Collemeluccio: 420 ha
- EUAP0848 - Riserva Torrente Callora: 50 ha

- EUAP0094 - Riserva naturale di Pesche: 540 ha
- Oasi di Bosco Casale;
- Oasi Selva di Castiglione Carovilli (Oasi di Legambiente);
- Oasi di Guardiaregia-Campochiaro (Oasi WWF);
- Oasi Le Mortine (Oasi WWF)

L'impianto in progetto non ricade in nessuna delle aree protette innanzi citate.

SITI RETE NATURA 2000

In Molise sono presenti 14 ZPS e 85 pSIC, per una superficie complessiva pari ad Ha 98.000 di pSIC (22 % del territorio regionale) e pari ad Ha 66.000 di ZPS (15% del territorio regionale) (fonte Regione Molise). Il territorio designato come ZPS, per una superficie di circa Ha 43.500, si sovrappone a quello dei pSIC, facendo salire la superficie di territorio occupata dai siti Natura 2000 a circa 120.500 ettari, pari al 27,4% del territorio regionale (*fonte Regione Molise*).

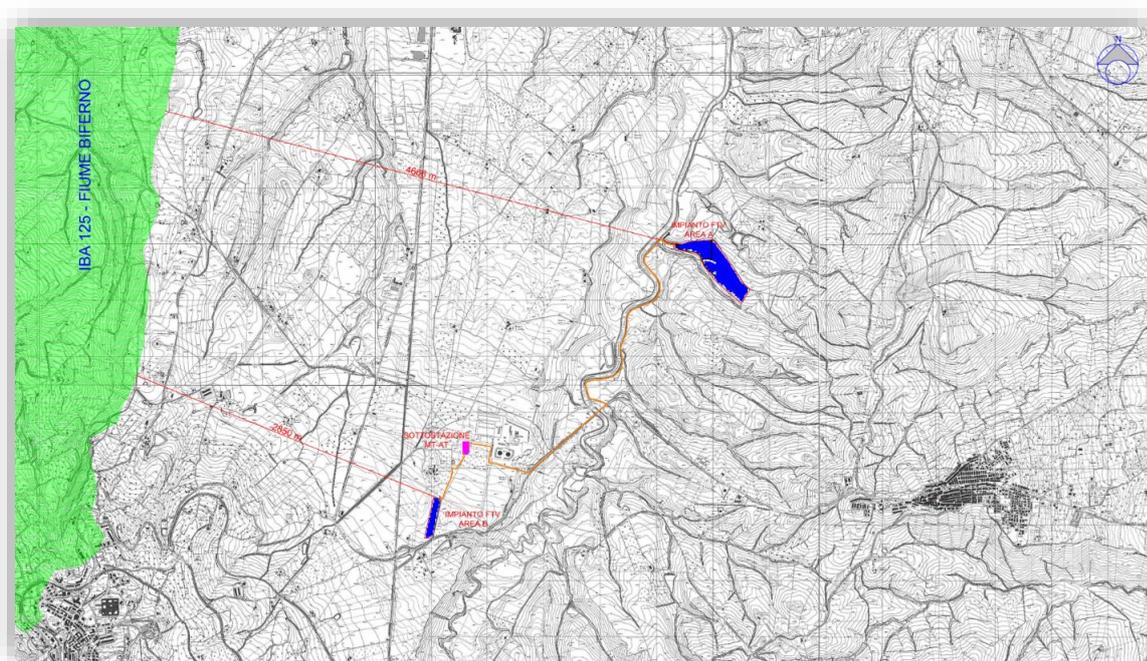


L'impianto verrà realizzato al di fuori delle aree facenti parte della Rete Natura 2000 e dalle zone IBA, tuttavia data la vicinanza (c.a. 100m) del sito IT22254 – TORRENTE CIGNO è stata redatta la necessaria **Valutazione di Incidenza Ambientale (VInCA)**, in ottemperanza alla DGR 486 – 2009 - art.2 comma 2.

AREE IBA

In Molise vi sono 4 aree IBA.

- 119 Parco Nazionale d’Abruzzo - solo in piccola parte nel territorio molisano
- 124- “Matese”;
- 125- “Fiume Biferno”
- 126- “Monti della Daunia” - solo in piccola parte nel territorio molisano



L’impianto verrà realizzato all’esterno delle zone IBA, la zona IBA più vicina (IBA-125 / FIUME BIFERNO) dista circa 3km dall’Area B dell’impianto e circa 5,5 km dall’area A

PIANO FAUNISTICO VENATORIO

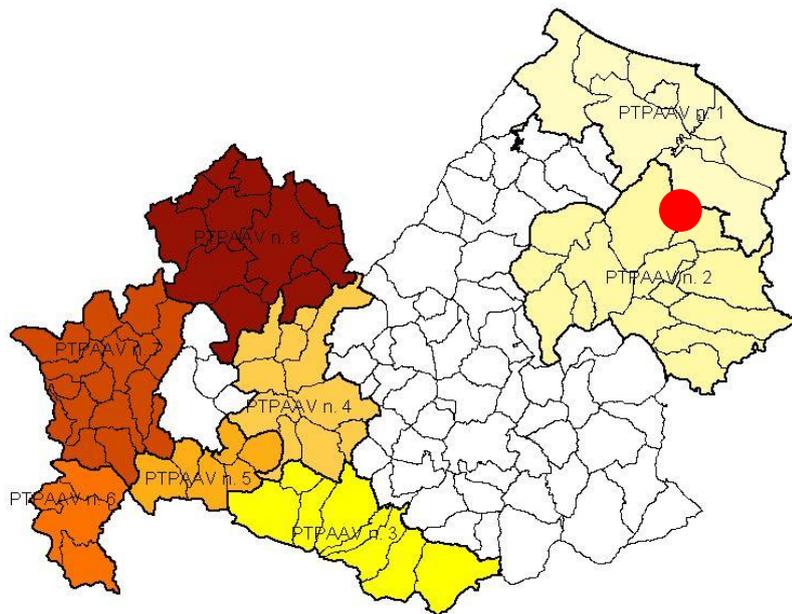
Il Piano Faunistico Venatorio della regione Molise è stato approvato con D.C.R. 359/2016, ed è costituito, oltre che dalla relazione generale, anche dalla pianificazione nella provincia di Campobasso e dei rispettivi allegati e dalla pianificazione della provincia di Isernia e dei relativi

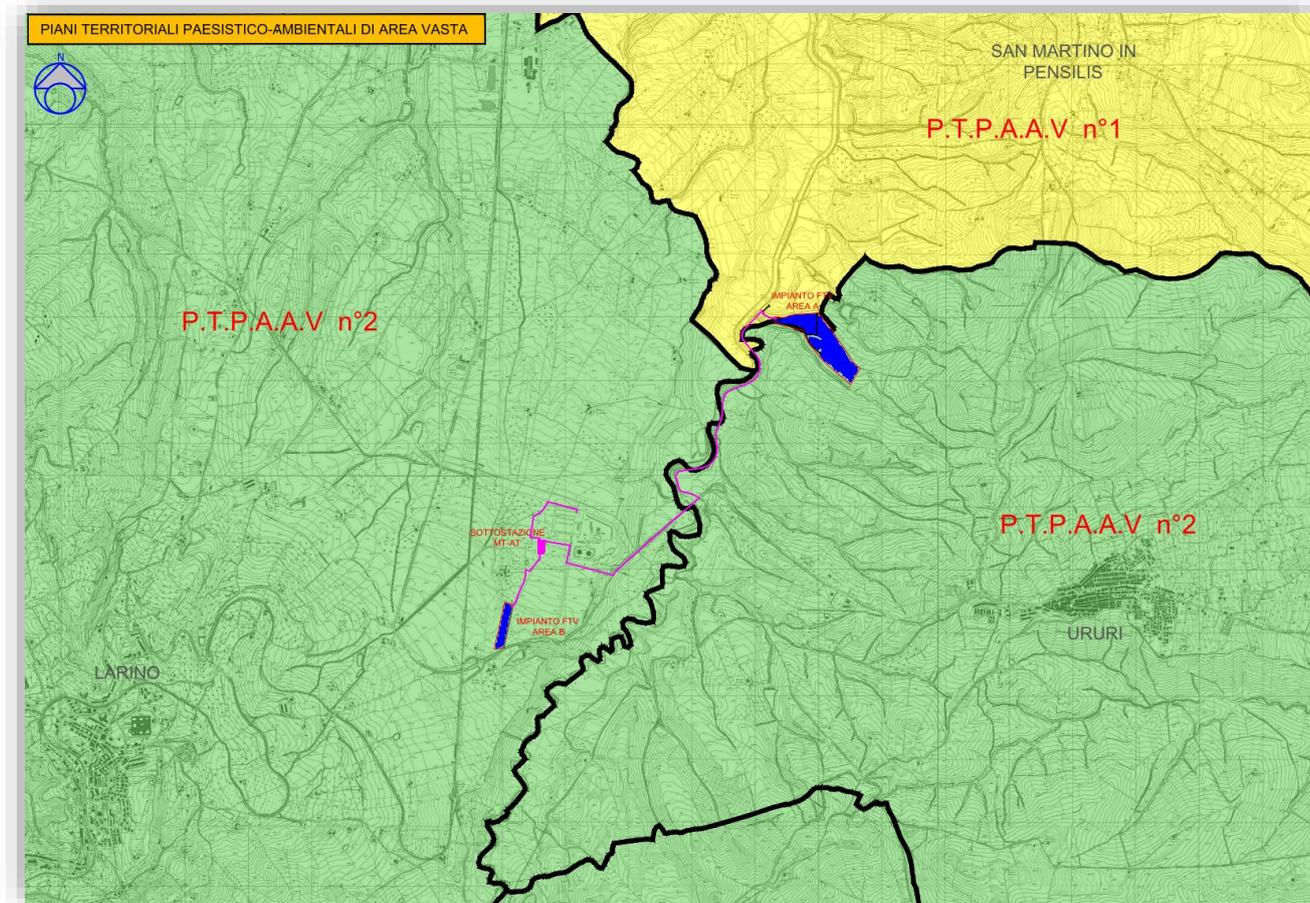
allegati.

L'impianto ricade in zone esterne al P.F.V. risulta quindi perfettamente compatibile con il suddetto piano.

P.T.P.A.A.V. PIANO TERRITORIALE PAESISTICO AMBIENTALE DI AREA VASTA

L'area di intervento si colloca in un ambito territoriale normato dal Piano Territoriale Paesistico-Ambientale di Area Vasta della Regione Molise e nello specifico nell'AREA VASTA n°1 "BASSO MOLISE" e n.2 "LAGO DI GUARDAFIERA-FORTORE MOLISANO", redatti ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24 ed approvati Delibera di Consiglio Regionale n. 253 del 01-10-97 il piano n.1 e con Delibera di Consiglio Regionale n. 92 del 16-04-98 il piano n.2.





VALUTAZIONE RISPETTO AL P.T.P.A.A.V N.1

L'area vasta n 1 "Basso Molise" comprende i territori dei seguenti Comuni: Campomarino, Guglionesi, Montenero di Bisaccia, Petacciato, Portocannone, S. Giacomo degli Schiavoni, S. Martino in Pensilis. Essa riguarda ad NORD-OVEST del Molise e affaccia in gran parte sull'Adriatico.

Dalla sovrapposizione dell'impianto con la Carta della qualità del territorio "S1" ricompresa nelle Carte di Sintesi del Piano, risulta che l'area interessata dall'intervento presenta le seguenti caratteristiche:

- ELEMENTI ED AMBITI DI INTERESSE PERCETTIVO - ELEVATO
- ELEMENTI DI INTERESSE PRODUTTIVO AGRICOLO PER CARATTERI NATURALI – ELEVATO

- ELEMENTI AREALI A PERICOLOSITÀ GEOLOGICA – MEDIO

Rispetto alla Carta delle trasformabilità del territorio “P1”, ricompresa nelle Carte di Progetto del Piano, risulta che l’area interessata dall’intervento ricade nelle zone censite come aree MV₂ “Aree con particolari ed elevati valori percettivi potenzialmente instabili e di rilievo produttivo”.

Tra le principali categorie di uso antropico infrastrutturale, quelle che si possono ricollegare agli interventi in progetto sono le seguenti:

- C.2: a rete fuori terra (campo fotovoltaico)
- C.1: a rete interrata (cavidotto)

Nelle matrici qualitative delle trasformabilità e delle modalità di trasformazione del territorio ai fini della tutela e valorizzazione del territorio del P.T.P.A.A.V. n° 1 tale uso infrastrutturale è considerato ammissibile solo a seguito di verifica positiva attraverso l'approfondimento dei tematismi del piano.

Dalla tabella dei tematismi si evince che l’intervento ricade nelle zone censite come aree assoggettate alla modalità VA e TC1 ovvero:

- VA: trasformazione da sottoporre a verifica di ammissibilità in sede di formazione dello strumento urbanistico. Consiste nella verifica dell’ammissibilità della trasformazione antropica
- TC1: trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del Nulla Osta ai sensi della Legge 1497/39 “Protezione delle bellezze naturali”. Questa legge è stata abrogata ed i suoi contenuti sono confluiti nel vigente D. Lgs 42/04

Il Piano non individua particolari prescrizioni per le aree interessate dalle opere, bensì ne rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell’opera in sede autorizzativa.

VALUTAZIONE RISPETTO AL P.T.P.A.A.V N.2

L'area vasta n 2 "Lago di Guardialfiera-Fortore Molisano" comprende i territori dei seguenti Comuni: Bonefro, Casacalenda, Colletorto, Guardialfiera, Larino, Lupara, Montelongo, Montorio, Morrone del Sannio, Provvidenti, Rotello, S. Croce di Magliano, S. Giuliano di Puglia e Ururi. Essa riguarda ad Ovest parte del medio-basso bacino del fiume Biferno, al centro e l'alta e media valle del Torrente Cigno (a sua volta tributario di destra del Biferno), ad Est alcuni bacini imbriferi di affluenti del F. Fortore quali Vallone S. Maria, Cavorello e Tona nonché l'alta valle del torrente Saccione direttamente tributario dell'Adriatico.

Dalla sovrapposizione dell'impianto con la Carta della qualità del territorio "S1" ricompresa nelle Carte di Sintesi del Piano, risulta che l'area interessata dall'intervento presenta le seguenti caratteristiche:

- ELEMENTI DI INTERESSE NATURALISTICO PER CARATTERI FISICI – AREALI – BASSO
- ELEMENTI DI INTERESSE PRODUTTIVO AGRARIO O PER CARATTERI NATURALI – AREALI – ELEVATO

Rispetto alla Carta delle trasformabilità del territorio, ricompresa nelle Carte di Progetto del Piano, risulta che l'area interessata dall'intervento ricade nelle zone censite come aree Pa "Aree con prevalenza di elementi di interesse agricolo di valore elevato"

Tra le principali categorie di uso antropico infrastrutturale, quelle che si possono ricollegare agli interventi in progetto sono le seguenti:

- C.2: a rete fuori terra (campo fotovoltaico)
- C.1: a rete interrata (cavidotto)

Nelle matrici qualitative delle trasformabilità e delle modalità di trasformazione del territorio ai fini della tutela e valorizzazione del territorio del P.T.P.A.A.V. n° 2 tale uso infrastrutturale è considerato ammissibile solo a seguito di verifica positiva attraverso l'approfondimento dei tematismi del piano.

Dalla tabella dei tematismi si evince che l'intervento ricade nelle zone censite come aree assoggettate alla modalità TC1(per interesse Percettivo) e TC2 (per interesse produttivo) ovvero:

- TC1: trasformazione condizionata a requisiti progettuali da verificarsi in sede di rilascio del Nulla Osta ai sensi della Legge 1497/39 "Protezione delle bellezze naturali". Questa legge è stata abrogata ed i suoi contenuti sono confluiti nel vigente D. Lgs 42/04
- TC2: trasformazione condizionata a requisiti progettuali, da verificarsi in sede di rilascio della concessione o autorizzazione ai sensi della L. 10/77 "Norme in materia di edificabilità dei suoli" e successive modifiche ed integrazione.

Per la TC2 di interesse produttivo si rimanda alla Relazione Agronomica allegata al presente progetto. Per la TC1 di interesse percettivo si rimanda la compatibilità alla pianificazione comunale e alla valutazione diretta dell'opera in sede autorizzativa. In prossimità del sito non risultano zone indicate sul MIBACT come zone di interesse archeologico.

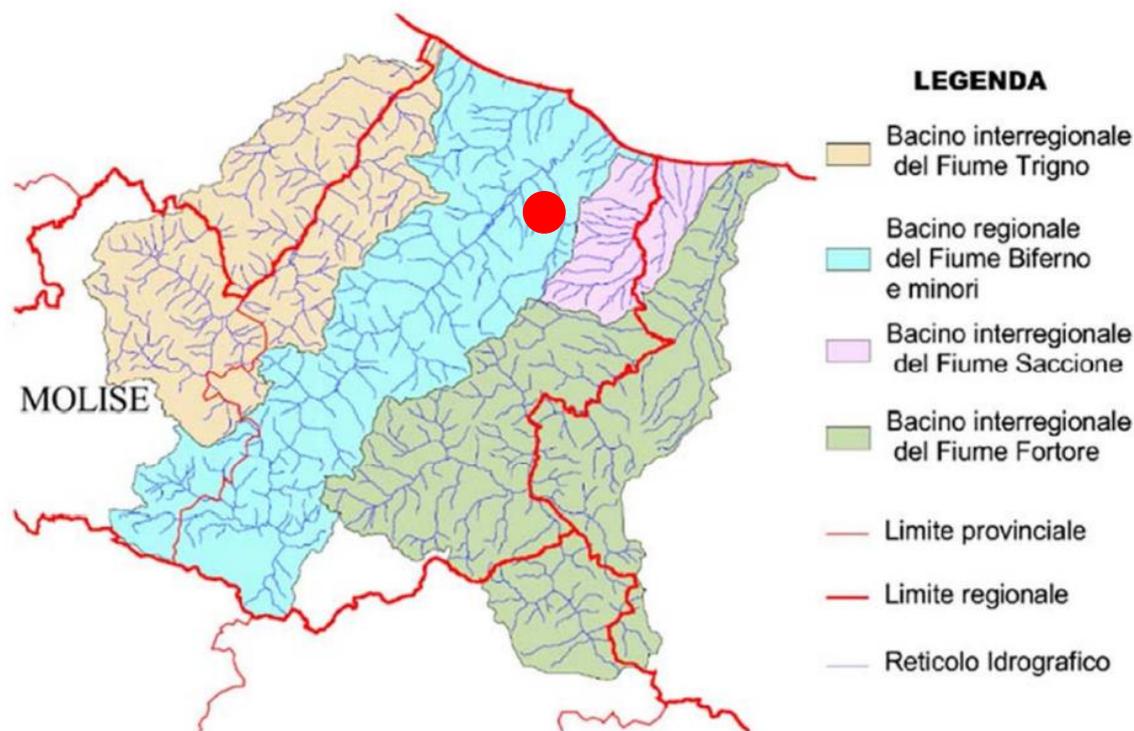
PIANO DI TUTELA DELLE ACQUE (PTA)

Il Piano di Tutela delle Acque PTA è stato adottato, secondo quanto disposto del D.Lgs.152/99, dalla regione Molise con delibera n.1676 del 10/10/2006. In particolare il Piano di Tutela delle Acque definisce, sulla base di una approfondita attività di analisi del contesto territoriale e delle pressioni dallo stesso subite, il complesso delle azioni volte da un lato a garantire il raggiungimento o il mantenimento degli obiettivi, intermedi e finali, di qualità dei corpi idrici e dall'altro le misure comunque necessarie alla tutela qualitativa e quantitativa dell'intero sistema idrico sotterraneo, superficiale interno e marino-costiero.

L'impianto risulta essere esterno dai siti individuati nel PTA

PIANO STRALCIO PER L'ASSETTO IDROGEOLOGICO (PAI)

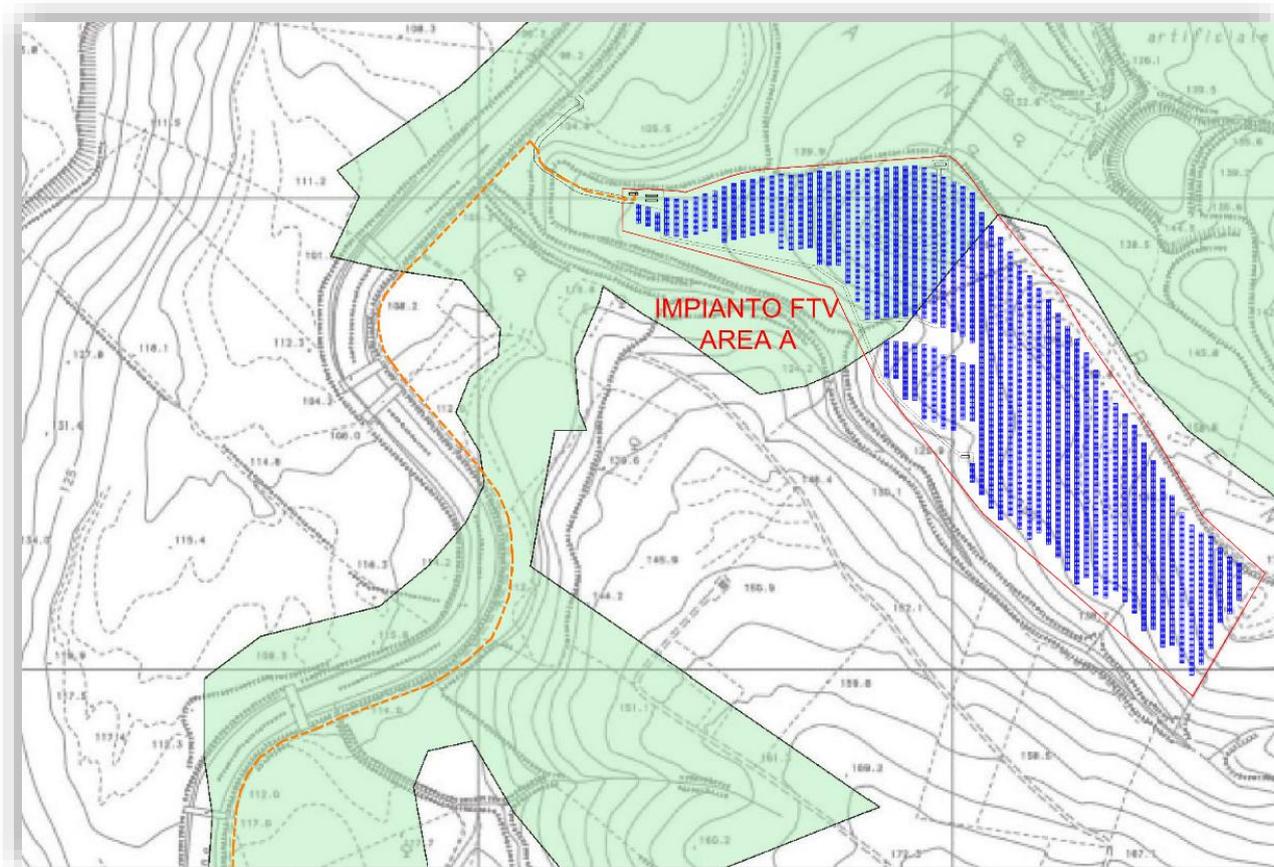
Il P.A.I. definisce norme atte a favorire il riequilibrio dell'assetto idrogeologico del bacino idrografico, nel rispetto degli assetti naturali, della loro tendenza evolutiva e delle potenzialità d'uso del territorio, in modo da garantire il corretto sviluppo del territorio dal punto di vista infrastrutturale-urbanistico e indirizzare gli ambiti di gestione e pianificazione del territorio.



Il progetto ricade all'interno del bacino del Fiume Biferno e minori e dall'analisi della cartografia si rileva che le due aree di impianto sono esterne alla Pianificazione dell'AdB.

VINCOLO IDROGEOLOGICO (R.D.30/12/ 1923)

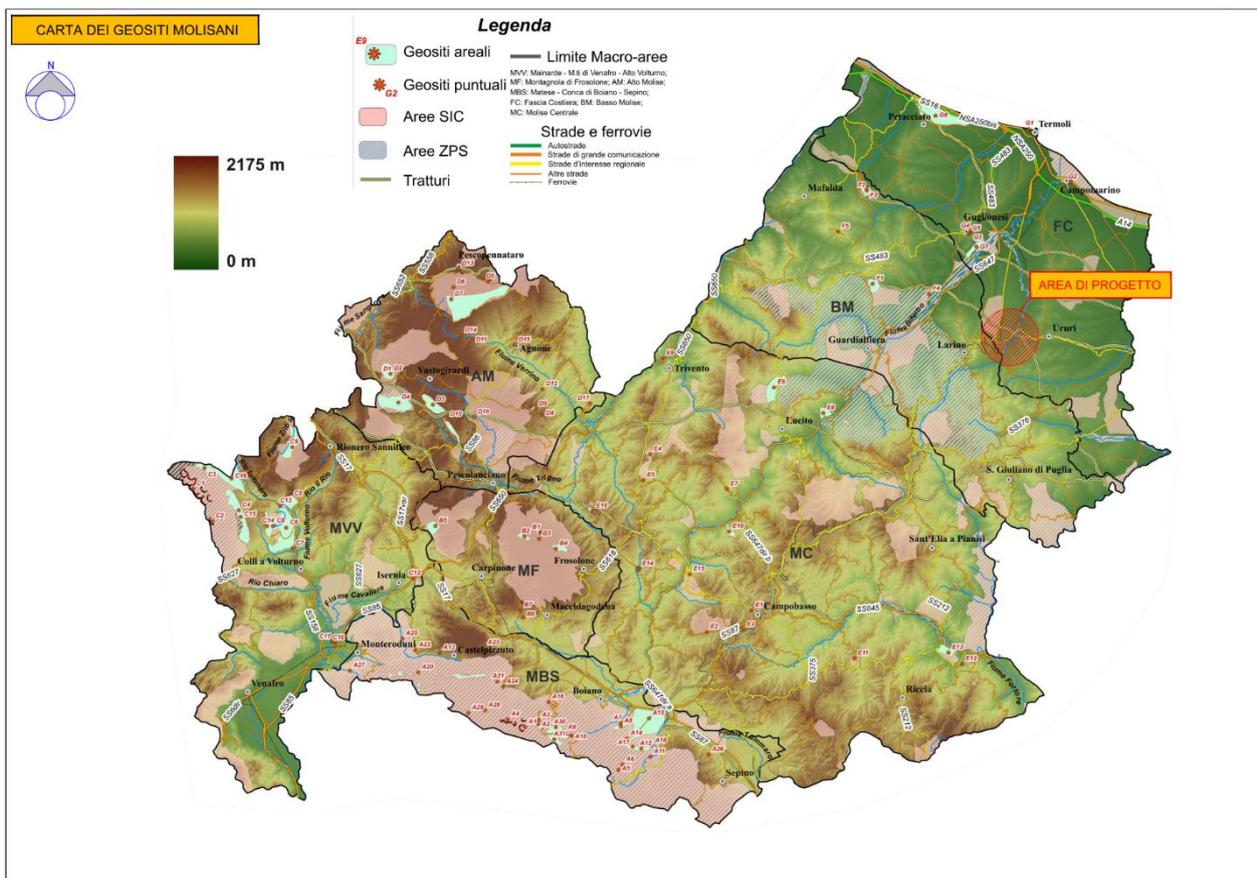
La legge fondamentale forestale, contenuta nel Regio Decreto 3267 del 1923, stabilisce che sono sottoposti a vincolo per scopi idrogeologici i terreni di qualsiasi natura e destinazione che, per effetto di forme di utilizzazione contrastanti con la natura del terreno possono con danno pubblico subire denudazioni, perdere la stabilità o turbare il regime delle acque.



Ricadono all'interno dell'area a vincolo una limitata porzione dell'AREA A (zona nord) dell'impianto e un tratto del cavidotto di connessione (tavola di riferimento A-14), per le quali si chiederà parere ente competente.

GEOSITI NELLA REGIONE MOLISE

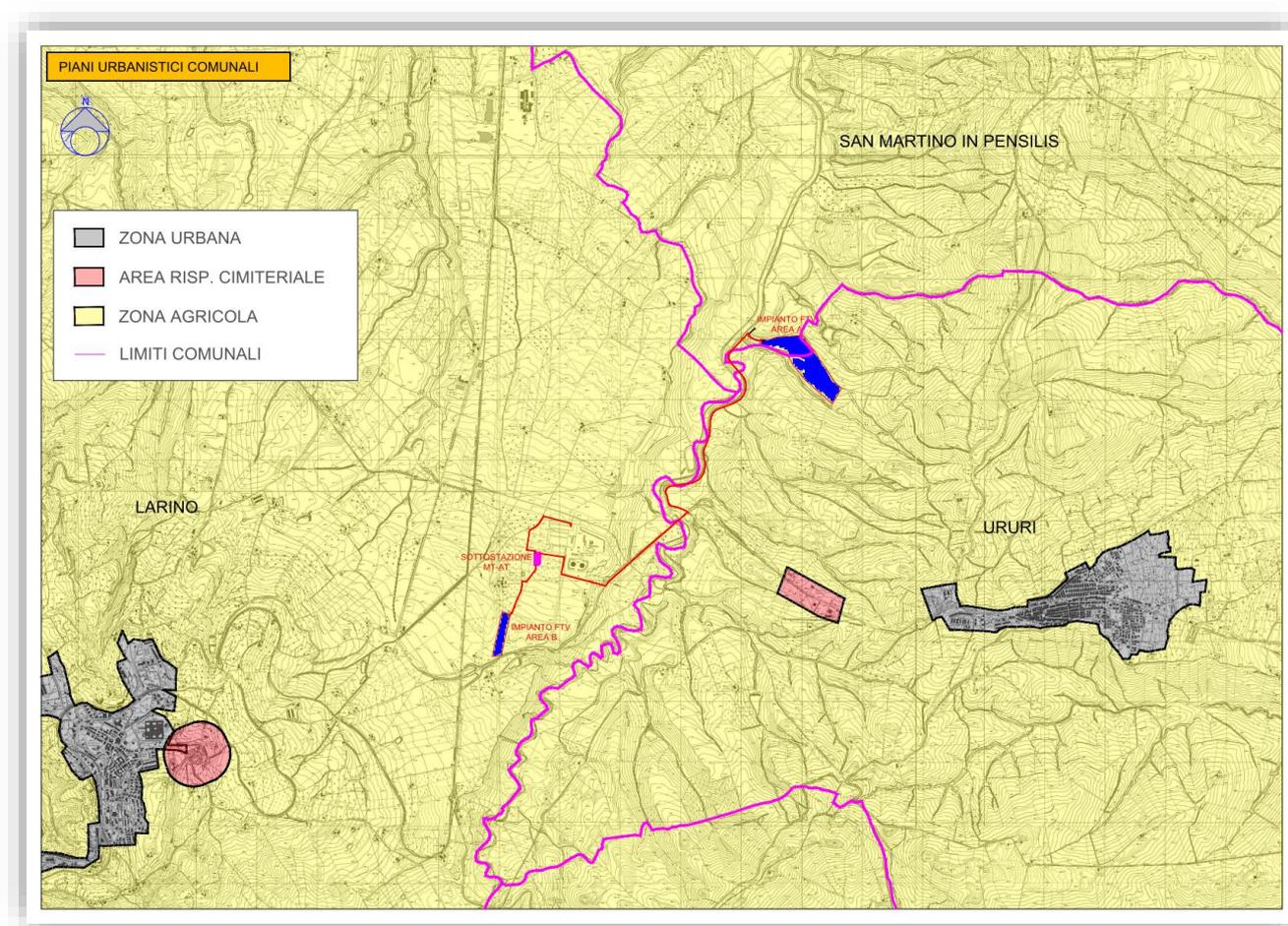
I geositi rappresentano la geodiversità di un territorio, intesa come gamma dei caratteri geologici, geomorfologici, idrologici e pedologici caratteristici di una data area.



Il Progetto risulta essere esterno ai Geositi Puntuali e Areali individuati dalla Mappa dei Geositi del Molise redatta dall'Università degli Studi del Molise - Dipartimento STAT.

PIANIFICAZIONE COMUNALE

Dagli strumenti urbanistici vigenti nei comuni di Larino-Ururi e San Martino in Pensilis, sia l'impianto agrivoltaico che le opere connesse ricadono in Zona Agricola come da seguente elaborato grafico.



- Descrizione del contesto ambientale

L'impianto si colloca in Molise, provincia di Campobasso, in agro dei comuni di Larino, in Località Piane di Larino (quota media del sito: 200 m.s.l.m.), Ururi e San Martino in Pensilis in Località Forconi (quota media del sito: 145 m.s.l.m.), distante circa 2,3 km (in linea d'aria) nord-est dal centro abitato di Larino, a 2,03 km nord-ovest dal Comune di Ururi e 4 Km sud dal centro abitato di San Martino in Pensilis.

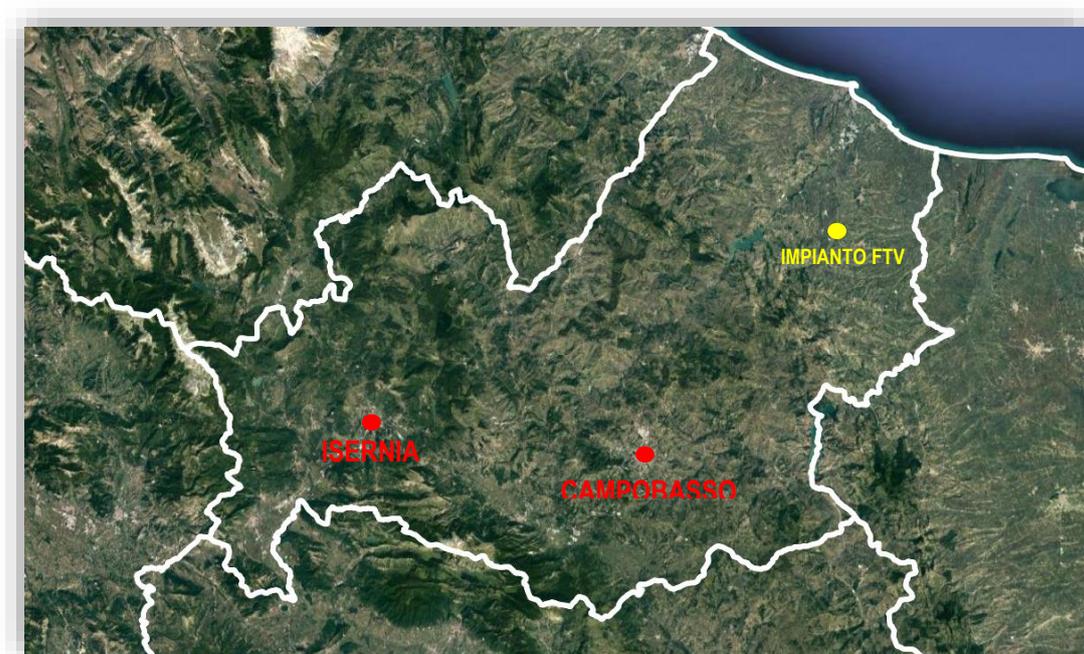
Il comune di **Larino** è situato tra le colline del Basso Molise, ad un'altitudine di circa 400 m s.l.m. che si trova a circa 52 chilometri a nord-est da Campobasso, 90 km da Isernia e a 26 km da Termoli e dalla costa adriatica. Il territorio è prevalentemente collinare con una vasta zona pianeggiante (Piane di Larino) che si protrae verso la costa Adriatica. Confina con i Comuni di Casacalenda,

Guglionesi, Montorio nei Frentani, Palata, San Martino in Pensilis e Ururi. La popolazione residente ammonta a 6.579 abitanti.

Il comune di **Ururi** è ubicato nel Basso Molise, su una piccola collina posta a 262 m s.l.m. con 31,4 km² di estensione, e distante circa 60,4 chilometri dal capoluogo Campobasso. La popolazione residente ammonta a 2.586 abitanti.

Il comune di **San Martino** in Pensilis è ubicato nel Basso Molise sopra un colle, a un'altitudine di 281 m s.l.m.. Il colle è in parte a strapiombo e ripidissimo verso il lati sud e ovest. L'abitato si estende lungo il lato nord-ovest, meno scosceso e verso est, lungo il lato ripido meridionale, per alcune centinaia di metri e piega poi verso sud e ancora verso est. La popolazione residente ammonta a 4.625 abitanti.

Nella campagna collinare circostante si coltivano grano, barbabietole, girasoli e sono presenti anche vigneti ma soprattutto ulivi. Del terreno boschivo restano attualmente alcune macchie, del "bosco di Ramitelli", che si estendeva lungo tutto il corso del Saccione, dal mare fino a Rotello. Questa zona conosciuta anche come la bufalara.

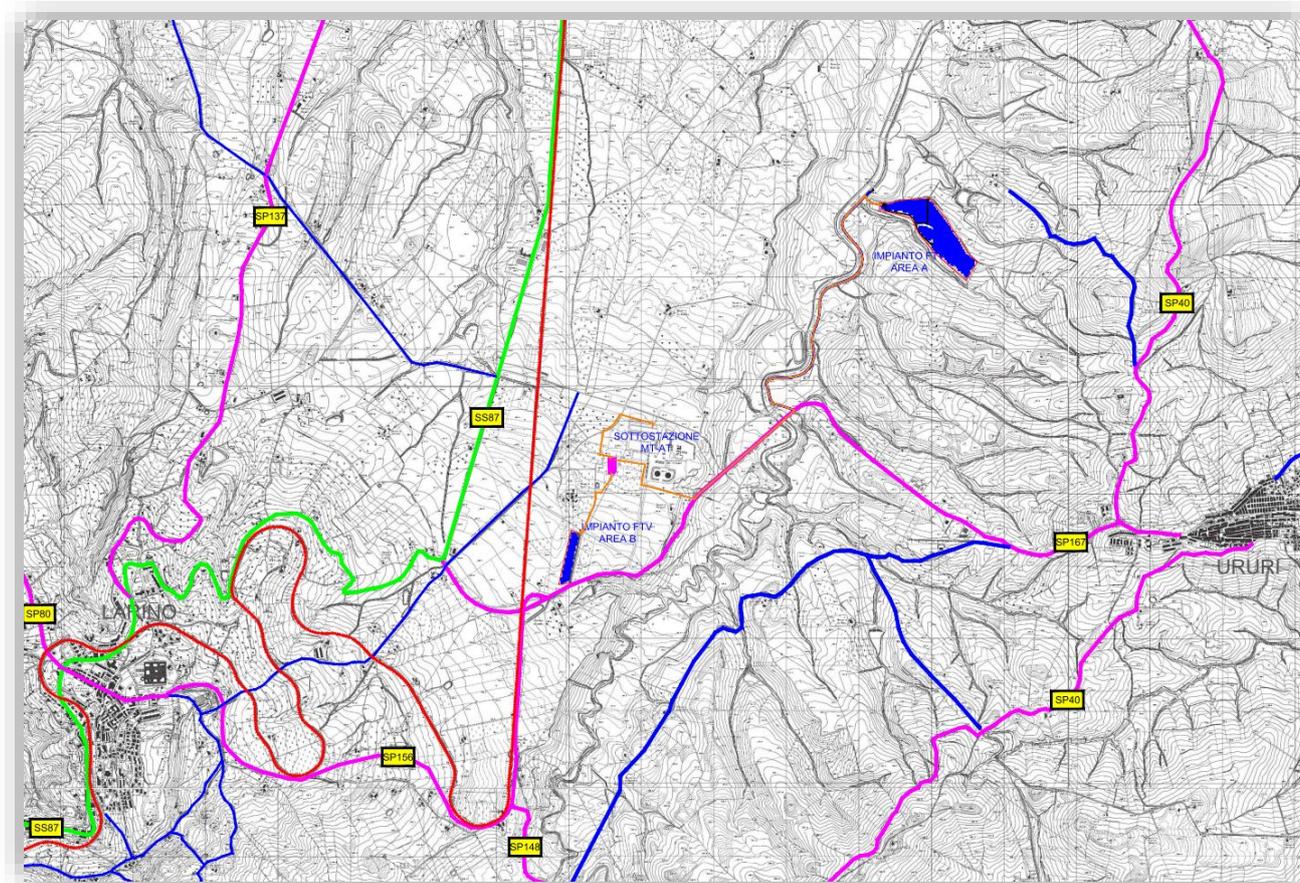


- **Descrizione della reti infrastrutturali esistenti**

L'area dove sorgerà l'impianto è caratterizzata dalla presenza delle seguenti reti infrastrutturali:

- viabilità di livello comunale, provinciale (SP167-SP40-SP.156-SP148) e Statale (SS87);
- rete ferroviaria Termoli-Campobasso;
- rete di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica (SE di trasformazione 380/150 kv, reti elettriche aeree AT-MT-BT);

come meglio identificate nel seguente stralcio della corografia dello stato di fatto.



Committente:

Verde 3 s.r.l. 

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

- Documentazione Fotografica



4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO

4.1. Descrizione generale

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale di **11.980,65 KWp** sui terreni siti nel territorio del Comune di Larino (CB), in Località Piane di Larino, e nei Comuni di Ururi e San Martino in Pensilis (CB), in Località Forconi, della relativa sottostazione nel Comune di Larino (CB). La denominazione dell'impianto sarà "LARINO 6".

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene convogliata agli inverter ubicati nelle POWER_STATION dove viene successivamente trasformata dal trasformatore BT/MT (600V/30kV); a tal proposito, i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale variabile tra 2500 kVA, 4000 kVA e 5500kVA. Nella POWER-STATION è prevista l'installazione di un trasformatore ausiliario per l'alimentazione del quadro BT servizi ausiliari" (servizi utente). Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di campo è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente.

L'impianto è formato da n.3 campi (2 nell'AREA A posta più a NORD, nei comuni di URURI e San Martino in Pensilis, 1 a sud nel Comune di Larino), ognuno facente capo ad una POWER-STATION, di diversa potenza, e 51 sottocampi tanti quanti sono i quadri di parallelo stringhe previsti in progetto. L'energia convertita viene convogliata alle cabine di distribuzione MT e da lì convogliata tramite i cavidotti MT di connessione alla sottostazione MT/AT di trasformazione da 30kV a 150kV e immessa nella rete mediante trasmissione alla RTN con allaccio in Alta Tensione tramite collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV della stazione elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV di Larino.

Si stima che l'energia mediamente prodotta dall'impianto, in condizioni standard, sia pari a **21.210.000 kWh/anno**.

La produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica contribuisce in maniera incisiva sulla

riduzione del consumo di combustibile fossile (espresso in TEP Tonnellate Equivalenti di Petrolio) nonché consente una riduzione delle emissioni in atmosfera delle sostanze inquinanti derivanti dalla produzione di energia in maniera tradizionale.

Si riportano di seguito i valori di risparmio combustibile tradizionale e di emissioni evitate in atmosfera conseguenti alla produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica del presente progetto.

Risparmio di combustibile

Risparmio di combustibile in	TEP
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187
TEP risparmiate in un anno	3 966,83
TEP risparmiate in 20 anni	79 336,62

Fonte dei dati: Delibera EEN 3/08, art. 2

Emissioni evitate in atmosfera

Emissioni evitate in atmosfera di	CO ₂ *	SO ₂ **	NO _x **	Polveri**
Emissioni specifiche in atmosfera [g/kWh]	415,50	0,07	0,32	0,010
Emissioni evitate in un anno [kg]	8 814 001,50	1 484,91	6 788,16	212,13
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	264 420 045,00	44 547,30	203 644,80	6 363,90

*Fonte dei dati: Rapporto ISPRA 2021

**Fonte dei dati: Rapporto ambientale ENEL 2021

La produzione fotovoltaica sarà garantita dalla presenza di 17.490 moduli fotovoltaici, della potenza di 685w cadauno, installati su strutture metalliche di tipo tracker monoassiali ancorate al terreno mediante paletti infissi.

L'impianto occuperà complessivamente 195.350 mq di cui:

- circa 155.600 mq recintati e relativi ai campi agrivoltaici;
- circa 39.750 mq liberi da impianti, in quanto non utilizzabili per tale scopo (presenza di fasce di rispetto, vincoli di varia natura, zone acclivi, fossi, ecc.), ed in parte utilizzati per le opere di mitigazione quali siepi perimetrali e piantumazione di alberi;

a cui si aggiungono circa 5.300 mq recintati e relativi alla Sottostazione AT/MT condivisa con altri produttori.

Nel dettaglio l'impianto sarà composto da:

- 17.490 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 685 Wp;
- n.51 Quadri di campo (STRING-BOX)
- n.4 inverter centralizzati;
- n.3 POWER-STATION (alloggio inverter, quadri MT e BT di campo, trasformatori MT-BT);
- n.2 cabine di distribuzione MT;
- n.2 control room;
- n.2 container di campo;
- n. 1 sottostazione MT/AT 30KV/150KV (condivisa con altri produttori);
- cavidotti BT per collegamenti stringhe a quadri di campo e quadri di campo a power-station;
- cavidotti MT a 30Kv interni ai campi per collegamento power-station a cabine di distribuzione MT;
- cavidotti dati per il monitoraggio e controllo impiantistica;
- n.2 cavidotti MT di connessione dei campi alla SSE;
- n.1 elettrodotto AT a 150 kV per collegamento sottostazione MT/AT a SE di TERNA di trasformazione 380/150 kV di Larino;
- Opere civili quali:
 - Recinti;
 - Cancelli di ingresso;
 - Viabilità di servizio interna ai campi;
 - Piazzole di accesso alle cabine;
 - Strutture di supporto dei moduli FTV (TRACKER MONOASSIALI);
 - Opere di mitigazione (siepi e alberi);
- Opere agronomiche:
 - Filari di mandorlo nano e coltivazioni leguminicole tra le file dei moduli fotovoltaici;
 - Inerbimento negli spazi residui.

In fase di progettazione dell'impianto, vista l'ubicazione dei terreni lontani da centri abitati, la buona orografia, lo studio dei vincoli presenti, le interferenze con infrastrutture a rete esistenti, un reticolo idrografico limitato, non sono emerse particolari criticità che, in via generale, sono state risolte agevolmente evitando le aree vincolate e le fasce di rispetto nonché studiando soluzioni specifiche per le interferenze con le infrastrutture a rete esistenti.

Per il raggiungimento dei campi e la posa dei cavidotti esterni alle aree recintate, si è privilegiato l'utilizzo della viabilità pubblica, limitando a pochi metri la realizzazione di piste di collegamento dei campi 1 e 2 (ZONA A) non immediatamente a ridosso della viabilità esistente. Le piste di servizio interne ai campi, unitamente alle piazzole delle cabine di campo, sono state pensate in modo da limitare i movimenti terra, ma soprattutto con l'utilizzo di materiali sciolti, riciclabili e facilmente rimovibili per una totale reversibilità dell'intervento a fine vita dell'impianto.

Per le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici, il fissaggio sarà effettuato mediante paletti infissi nel terreno, per una lunghezza variabile risultante dai calcoli esecutivi delle strutture e verificati sul campo con test di estrazione, pertanto privi di qualsiasi tipo di fondazione in c.a. I recinti dei campi saranno realizzati mediante paletti metallici infissi nel terreno e rete in filo di vivagno a maglia romboidale, rialzata da terra di 10 cm per il passaggio della microfauna, mentre i cancelli saranno realizzati in struttura metallica con cordoli di fondazione in c.a.

Per quanto riguarda la sottostazione la progettazione architettonica ha visto come obiettivo primario quello di limitare le nuove opere al minimo indispensabile in modo da occupare quanto meno suolo possibile per la posa della cabina AT/MT e delle apparecchiature elettriche esterne.

4.2. Moduli FTV

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli JOLYWOOD HD132 - 12BB – 685W con le seguenti caratteristiche:

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)



NTOPCon Cell Technology

JW-HD132N

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

670-695W

Cell Type



12BB



695W

Maximum Power Output

22.37%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Guarantee



Additional Power Generation Gain

At least 30-year product life, more than 10%- 30% additional power gain comparing with conventional module



Better Weak Illumination Response

Wide spectral response, higher power output even under low-light settings like smog or cloudy days



ZERO LID (Light Induced Degradation)

N-type solar cell has no LID naturally, can increase power generation



Better Temperature Coefficient

Higher power generation under working conditions, thanks to passivating contact cell technology



Lower LCOE

High power and 1500V system voltage, saving BOS cost



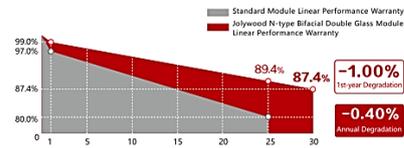
Wider Applicability

BIPV, vertical installation, snowfield, high-humid area, windy and dusty area

Jolywood Delivers Reliable Performance Over Time

- Leader of n-type bifacial technology
- Fully automatic facility and world-class technology
- Long term reliability tests
- 100% EL inspection ensuring defect-free modules

Linear Performance Warranty



12 Years Product Material & Workmanship 30 Years Linear Performance Warranty

Additional Insurance Backed by Munich Re



Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd., a subsidiary under Jolywood Group (stock code: SZ300393), is the world leading n-type bifacial solar cells and modules manufacture. The technology of company NTOPCon, NIBC, TBC, etc, and the annual n-type bifacial production capacity reaches 2.1GW cells and 3GW modules. With vision of "Cultivator of Green Energy", Jolywood adheres to the road of advanced and high efficiency solar technology industrialization.



CODICE:

G12902A - RT-01

Pagina 37 di 72

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

JW-HD132N Series | N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

*NOCT: Irradiance at 800 W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1 m/s

Operating Properties	
Operating Temperature (°C)	-40°C ~ +85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0 ~ +5W
Bifaciality*	80%

*Bifaciality = Pmaxrear (STC) / Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance: ±5%

Temperature Coefficient	
Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42 ± 2°C

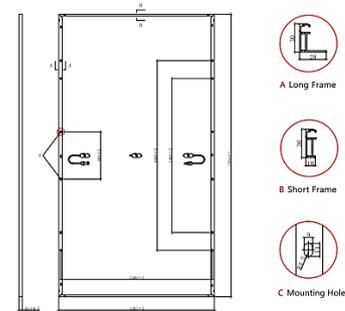
*Temperature Coefficient of Pmax ± 0.03%/°C

Mechanical Properties	
Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front/Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible

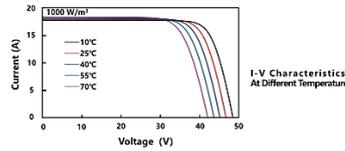
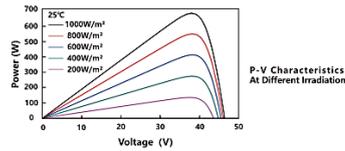
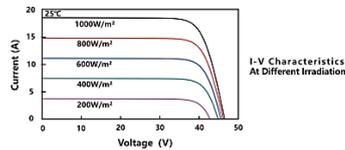
*Heat strengthened glass
*Cable length can be customized

With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)					
Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

Engineering Drawing (unit: mm)



Characteristic Curves | HD132N-680



Partner Section

NOTE:

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

www.jolywood.cn



JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO.,LTD.
Add: No.6 Kaiyang Rd., Jiangyan Economic Development Zone,
Taizhou, Jiangsu Province, China, 225500
TEL: +86 523 80612799 mkt@jolywood.cn



Version 2020.12 ©Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. All rights reserved

I moduli fotovoltaici sono garantiti dal produttore per un decadimento delle prestazioni i come di seguito riportato:

- Nel primo anno del 1%;
- Dal 2° al 30° non più dello 0,40% annuo.



CODICE:

G12902A - RT-01

Pagina 38 di 72

4.3. Strutture di sostegno dei moduli FTV

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (tracker) sono composte telai metallici, pali di sostegno e trave di collegamento superiore, trattati superficialmente con zincatura a caldo, per una maggiore durata nel tempo. Gli elementi di sostegno garantiscono l'ancoraggio al terreno senza l'ausilio di opere di fondazione in calcestruzzo.

Le strutture saranno dimensionate per resistere ai carichi trasmessi dai pannelli e alle sollecitazioni esterne alle quali vengono sottoposte in condizione ordinaria e straordinaria (vento, neve...). L'innovativo sistema di backtracking (monitoraggio a ritroso) controlla e assicura che una serie di pannelli non ombreggi gli altri adiacenti quando l'angolo di elevazione del sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata, l'auto-ombreggiamento automatico tra le file dei tracker potrebbe, infatti, potenzialmente ridurre l'output del sistema (produzione globale annuale).

Ogni fila è dotata di un attuatore lineare e un clinometro elettronico: l'attuatore lineare viene mosso da un motore 12 Vdc con un assorbimento di corrente di 10 A; questa unità è alimentata a corrente continua ed è dotata di tecnologia brushless ad alta efficienza, quindi a basso riscaldamento e senza condensatore elettrolitico. L'automazione è garantita da una scheda elettronica protetta da una scatola resistente ai raggi UV, grado IP65. I tracker lavorano tramite un algoritmo che fornisce una fase di backtracking mattutino da 0° a + 52° e analogamente una fase di backtracking serale da -52° a 0°, il sistema calcola l'angolo ottimale evitando l'ombreggiatura dei pannelli. Durante la fase centrale di "Tracking Diretto" da +52° a -52°, il sistema insegue l'angolo ottimale per il tracker con un errore massimo uguale al valore impostato. È possibile modificare e impostare i parametri di controllo per adattare il sistema alle caratteristiche del sito locale e per ottimizzare la produzione di energia solare.

La soluzione di supporto per la posizione dell'attuatore è realizzata con boccola in bronzo a basso attrito, fissata mediante l'utilizzo di opportuni dadi su un supporto in acciaio, i perni di rotazione sono invece realizzati in acciaio inossidabile (nitrurato); l'accoppiamento dei materiali permette una buona resistenza alla corrosione elettrochimica.

La soluzione costruttiva della struttura del tracker consente l'installazione su un suolo con pendenza al 7-15%, l'asse di rotazione è molto vicino all'asse del baricentro della struttura; ciò consente di ridurre la coppia sulla struttura e il carico sull'attuatore. Il dimensionamento torsionale della struttura è realizzato al fine di evitare fenomeni di instabilità dovuti all'aumento del coefficiente "fattore di forma".

La parte in elevazione delle strutture è composta da pochi elementi da montare rapidamente in loco mediante fissaggi meccanici.

I componenti metallici sono:

- elemento verticale completamente saldato
- profili di supporto moduli;
- controventature;
- inserti di ancoraggio.

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con bulloneria in acciaio inossidabile evitando quindi fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono a secco, pertanto viene utilizzata l'infissione a battere, ove non possibile, preforatura con successiva martellatura. I pali sono realizzati in acciaio S 355 JR più adatto per essere martellato senza deformazioni, la profondità di infissione sarà determinata in funzione delle sollecitazioni e delle caratteristiche meccaniche del terreno.



4.4. String Box

Gli String Box, o quadri di campo, sono dei quadri di parallelo stringhe ubicati utilmente all'interno del campo fotovoltaico e nei quali vengono convogliati i cavi provenienti dalle singole stringhe, nello specifico in numero di 10-11- o 12, e al cui interno vengono messi in parallelo. In uscita da ogni singolo STRING-BOX vi è un solo cavo diretto verso gli inverter alloggiati nelle POWER-STATION. Il progetto prevede l'installazione di 51 STRING-BOX così suddivisi:

- CAMPO 1: N.24 STRING-BOX
- CAMPO 2: N.19 STRING-BOX
- CAMPO 3: N.8 STRING-BOX

Ciascuno string box è dotato di un numero massimo di 24 canali in ingresso, con fusibili su 2 poli, dotati di monitoraggio di ciascuna stringa. Il sistema prevede la protezione per le sovratensioni, con uno scaricatore combinato in classe I+II. La linea in uscita verso le PS è protetta da un interruttore appositamente dimensionato.

Nello stringbox è presente un PCB, per la lettura e immagazzinamento dei dati e la trasmissione verso le POWER-STATION. La comunicazione con la PS viene garantita con un cavo seriale RS485. L'apparecchiatura è idonea per installazione esterna (IP65).

4.5. Power-station

Le POWER-STATION sono delle cabine pre-assemblate, per sistemi pre-configurati, che svolgono la funzione di cabine di campo BT/MT ovvero:

- convertire in corrente alternata (AC) l'energia in corrente continua (DC) proveniente dai campi fotovoltaici e più precisamente dai vari STRING-BOX;
- trasformare la tensione da BT (600V) ad MT (30KV) l'energia in AC proveniente dagli inverter.

Le POWER-STATION, a differenza delle tradizionali cabine di campo, sono costituite da elementi prefabbricati tipo container in shelter metallici, idonei per installazioni in esterno, appositamente progettati ed assemblati per una massima durabilità e affidabilità nel tempo.

Al suo interno sono alloggiare tutte le componenti necessarie a ricevere l'energia prodotta dal campo fotovoltaico, convertirla in corrente alternata, trasformarla in MT e inviarla alle cabine di distribuzione MT.

Le POWER-STATION previste in progetto sono di 3 tipologie:

- **POWER-STATION N.1:** relativa al campo 1 , di Potenza pari a 5500 KV, di dimensioni pari a 12,20 m x 2,46 m ed altezza pari a 2,91m, contenente 2 inverter tipo SUNNY CENTRAL UP SC2660UP, un trasformatore BT/MT 0,6/30KV da 5500 KVA;
- **POWER-STATION N.2:** relativa al campo 2 , di Potenza pari a 4000 KV, di dimensioni pari a 6,06 m x 2,46 m ed altezza pari a 2,91m, contenente 1 inverter tipo SUNNY CENTRAL UP SC4000UP, un trasformatore BT/MT 0,6/30KV da 4000 KVA;
- **POWER-STATION N.3:** relativa al campo 2 , di Potenza pari a 2660 KV, di dimensioni pari a 6,06 m x 2,46 m ed altezza pari a 2,91m, contenente 1 inverter tipo SUNNY CENTRAL UP SC2660UP, un trasformatore BT/MT 0,6/30KV da 2500 KVA;

Le fondazioni saranno realizzate mediante platea in c.a. di spessore pari a 50 cm.

4.6. Inverter

I gruppi 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.

Il sistema fotovoltaico si avvale di inverter centralizzati trifase **SMA SUNNY CENTRAL UP** nei modelli **SC2660UP E SC4000UP**, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, sc}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C) ¹²⁾	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C) ¹²⁾	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C) ¹²⁾	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ¹⁾	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁸⁾ 10)	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁹⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ¹⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP



CODICE:

G12902A - RT-01

Pagina 43 di 72

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
DC side		
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1100 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
AC side		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA ¹²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ¹³⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ¹²⁾ / 2880 kW	3360 kW ¹³⁾ / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ²⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁸⁾ 1000 m / 2000 m ¹¹⁾ / 3000 m ¹¹⁾	● / ○ / ○	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

4.7. Quadri BT

In ciascuna cabina saranno ubicati i quadri di bassa tensione. Il quadro elettrico avrà una struttura realizzata interamente con lamiera di acciaio zincato a caldo conformi alla norma CEI EN 60439-1. Le caratteristiche dei quadri di BT saranno definite in fase di progettazione esecutiva, considerando che dovranno rispettare le seguenti indicazioni, indicate nelle norme di riferimento per i quadri elettrici di bassa tensione sono la EN 61439-1 (CEI 17-113) " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 1: Regole generali" e la EN 61439-2 (CEI 17-114), " Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) - Parte 2: Quadri di potenza ". A queste due norme occorrerà seguire una serie di fascicoli specifici per il tipo di impiego. La EN 61439-1 (CEI 17-113) si applica ai quadri di bassa tensione, indipendentemente dalla forma e dalla dimensione. Siamo nell'ambito della bassa tensione e dunque la tensione nominale non deve essere superiore a 1000 V in corrente alternata o 1500 V in corrente continua. Nessun limite, né superiore né inferiore, è invece previsto per la corrente nominale del quadro.

4.8. Quadri MT

Per la protezione delle linee MT in arrivo ed in partenza dalle cabine di campo, nonché per la protezione de trasformatore, è previsto l'utilizzo di interruttori MT di opportuna taglia per la protezione di massima corrente ed alloggiati in apposite celle di Media Tensione.

I quadri MT di progetto sono di tipo modulare in modo da poter comporre i quadri di distribuzione e trasformazione come da progetto. La tensione nominale dei quadri MT sarà 36KV.

Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra. Gli interruttori di media tensione saranno di tipo isolato in gas e realizzati secondo le indicazione della norma di settore per gli impianti di specie. Il dispositivo

generale sarà equipaggiato con un'unità di interfaccia che interverrà e comanderà l'apertura per anomalie sulla rete di distribuzione dell'energia interna al parco o per anomalie sul circuito interno al generatore. È prevista una rete di protezione di controllo di massima tensione; minima tensione; massima frequenza; minima frequenza; massima corrente; protezione direzionale di terra.

4.9. Trasformatori BT/MT

Per l'innalzamento del livello di tensione e l'interfacciamento alla linea elettrica di media tensione, ogni singolo campo è dotato di un trasformatore BT/MT, situato all'interno del vano trasformatore della cabina di campo. Nell'impianto saranno impiegati 6 trasformatori, uno per cabina BT/MT nelle seguenti taglie:

- CAMPO 1

Potenza nominale (kVA)	5500
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

- CAMPO 2

Potenza nominale (kVA)	4000
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

- CAMPO 3

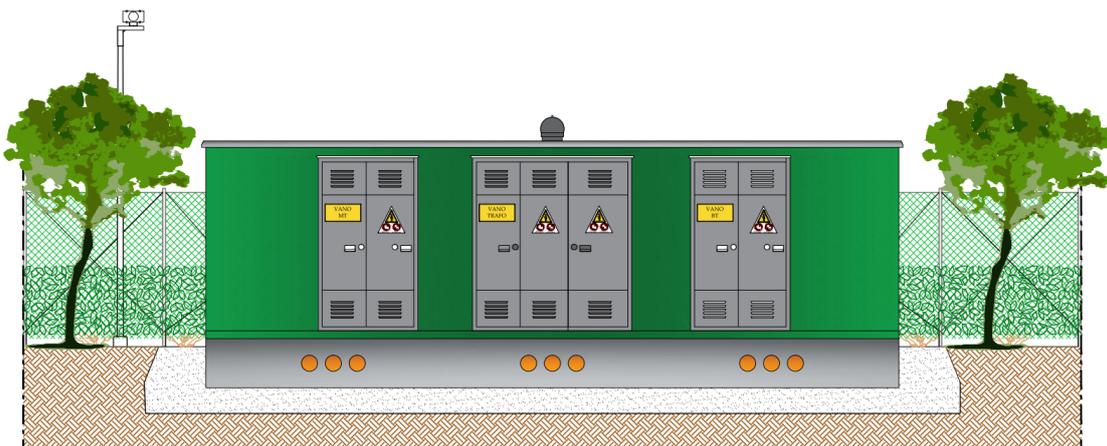
Potenza nominale (kVA)	2500
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

4.10. Cabine elettriche

Oltre alle POWER-STATION saranno realizzate 2 cabine di distribuzione MT, una per zona di impianto, all'interno delle quali arriveranno le linee MT provenienti dalle POWER-STATION e dalle quali partiranno le linee di connessione con la sottostazione. Sarà inoltre prevista una "control Room" necessaria per il controllo dei servizi di campo. La cabina di distribuzione MT e la Control Room avranno una lunghezza massima di 9.24m e una larghezza di 2.5m, saranno realizzate in c.a.v. prefabbricato e si compongono di 2 elementi monolitici ovvero la vasca, che svolge la doppia funzione di fondazione e di alloggio dei cavi, e la cabina vera e propria di alloggio delle apparecchiature elettromeccaniche. L'altezza delle suddette cabine è pari a 2.57m per la control room e 2.55m per quella di ricezione/partenza

La CABINA MT di partenza del cavidotto MT di connessione alla sottostazione MT/AT, unitamente alla CONTROL ROOM, sarà composta dai seguenti corpi di fabbrica di cui:

1. CABINA DI PARTENZA MT con corpo di dimensioni pari a 6,57 m x 2,5 m ed altezza fuori terra pari a 2,57 m;
2. CONTROL ROOM con corpo di dimensioni pari a 2,28 m x 2,5 m ed altezza fuori terra pari a 2,57 m.



4.11. Sottostazione elettrica rete utente

L'impianto fotovoltaico di progetto verrà allacciato alla S.E. di TERNA in AT tramite una nuova sottostazione elettrica AT/MT, condivisa con altri produttori, che provvederà a ricevere l'energia prodotta dal campo fotovoltaico, trasformata nelle cabine di campo da BT in MT a 30 kV, per poi trasformarla a sua volta da 30kV a 150 kV e quindi cederla in rete tramite il collegamento in AT alla S.E. di TERNA.

L'energia proveniente dalle cabine di campo viene convogliata nella cabina di partenza MT e da lì, mediante cavidotti a 30 kV, nella cabina di ricezione ubicata nella Sottostazione MT/AT, e da qui consegnata nella S.E. di TERNA a 150kV. Il quadro MT a 30 kV sarà di tipo prefabbricato realizzato come da schema di progetto a norma CEI 17-6 completo di certificazioni di collaudo e dichiarazioni di conformità e sarà completato dalle celle dove sono montate le apparecchiature di protezione, comando e misura a servizio dell'impianto. La linea in partenza a 30 kV verso la Sottostazione MT/AT sarà protetto da un interruttore MT.

Il progetto del collegamento elettrico dei suddetti parchi fotovoltaici alla RTN prevede la realizzazione delle seguenti opere:

- Rete in cavo interrato a 30 kV dai parchi fotovoltaici (PFV) alla Stazione Elettrica Utenti di trasformazione 30/150;
- N. 1 Stazione Elettrica Utenti di trasformazione 30/150 kV da condividere con altri produttori;
- N.1 elettrodotto in cavo interrato per il collegamento della nuova Stazione Elettrica Utenti alla sezione 150 kV della Stazione RTN 380/150 kV di "Larino" di Terna.
- Stallo arrivo produttore a 150 kV nella Stazione Elettrica RTN 380/150 kV di "Larino".

Le opere di cui ai punti 1), 2) e 3) costituiscono opere di utenza dei Produttori, mentre le opere di cui al punto 4) costituiscono opere di rete (RTN).

Per la sottostazione saranno realizzate le seguenti opere edili:

- Edificio tecnologico stazione 150/30 kV (condiviso tra i vari produttori) di dimensioni esterne 105x6.3m circa;
- Chiosco stallo arrivo linea di dimensioni esterne 4,8 x 2,4 m circa;
- Strade e piazzole;
- Fondazioni e cunicoli cavi
- Sistema di smaltimento acque meteoriche;
- Sistema di smaltimento acque fognarie;
- Ingressi e recinzioni;
- Impianto di Illuminazione esterna.

4.12. Cavidotti ed elettrodotti di connessione

Dal punto di vista delle connessioni elettriche, saranno realizzati 2 ordini di cavidotti interrati:

- **CAVIDOTTI BT** per le connessioni delle stringhe agli STRING-BOX e per il Collegamento degli STRING.BOX alle POWER-STATION;
- **CAVIDOTTI MT** a 30kV per l'interconnessione delle POWER-STATION con la Cabina di distribuzione MT, e per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Sottostazione AT/MT;
- **CAVIDOTTO AT** per la connessione della sottostazione AT/TM alla Stazione Elettrica in AT di TERNA di Larino.

I cavidotti BT saranno realizzati tutti all'interno dei campi fotovoltaici.

Le sezioni degli scavi per i cavidotti in BT avranno larghezza variabile in funzione del grado di riempimento dei corrugati in quanto per ogni campo sono presenti diversi quadri di campo (STRING-BOX) da cui partono 2x1 cavi di sezione variabile a seconda della distanza dello stesso dalla POWER-STATION.

I **cavidotti MT** collegheranno sia le POWER-STATION alla cabina di distribuzione MT che la cabina di distribuzione MT alla sottostazione AT/MT. In fase di studio del tracciato del

cavidotto MT a 30kV si è tenuto conto delle seguenti indicazioni progettuali:

- preferire percorsi lungo strade esistenti;
- ridurre al minimo le interferenze con infrastrutture esistenti e zone con vincoli incompatibili con le infrastrutture a rete.

Il tracciato MT progettato, che collega le POWER-STATION con la cabina di consegna segue lo schema:

IMPIANTO ZONA A:

- **TRATTO 1:** POWER-STATION 2 → POWER-STATION1
- **TRATTO 2:** POWER-STATION1 → CABINA DI DISTRIBUZIONE MT ZONA A
- **TRATTO 3:** CABINA DI DISTRIBUZIONE MT → CABINA UTENTE SOTTOSTAZIONE MT/AT

IMPIANTO ZONA B:

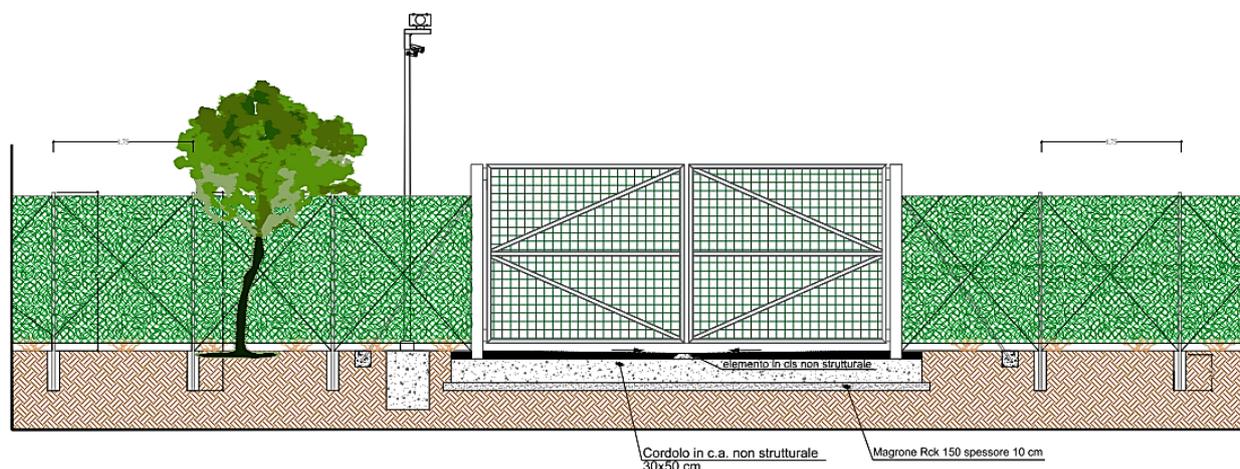
- **TRATTO 1:** POWER-STATION 3 → CABINA DI DISTRIBUZIONE MT ZONA B
- **TRATTO 2:** CABINA DI DISTRIBUZIONE MT → CABINA UTENTE SOTTOSTAZIONE MT/AT

L'ultima tipologia di cavidotto interrato prevista nel presente progetto è il cavidotto AT a 150kV necessario per collegare la sottostazione AT/MT alla Stazione in AT di TERNA. Il trasporto di energia dalla sottostazione alla Stazione TERNA avviene tutta mediante cavi interrati (cavi di potenza AT, fibra ottica e corda di rame) posti all'interno di uno scavo a sezione ristretta, immersi in un letto di sabbia con un primo strato di copertura di sabbia, lastra di protezione ed infine materiale di riempimento proveniente dagli scavi. Tutti i cavi all'interno della sottostazione saranno interrati con ricoprimento della trincea in materiale vagliato proveniente dagli scavi. Al termine dei lavori si procederà quindi al ripristino. I cavi saranno posati ad una profondità variabile a seconda della loro tipologia, avendo cura di separare i cavi di potenza da quelli di segnale e con presenza al di sopra di essi di nastro segnalatore all'interno dello scavo. Il tracciato dei cavidotti sarà dotato di pozzetti di controllo realizzati in cls con idonei chiusini carrabili e sigillati.

4.13. Recinzioni e cancelli

Lungo tutto il perimetro dei campi sarà realizzata una recinzione con relativi cancelli di ingresso ubicati in prossimità delle strade di accesso ai campi. La recinzione sarà realizzata mediante paletti metallici zincati a "T" infissi nel terreno e rete a maglia romboidale in filo di vivagno, a forte zincatura, di spessore pari a 2,2 mm. L'altezza della recinzione sarà pari a 2,00 mt, la rete sarà rialzata da terra di almeno 10 cm al fine di permettere il passaggio della microfauna.

La recinzione sarà irrigidita mediante delle saette metalliche a "U" posizionate ogni 25 m di recinzione e negli angoli.



L'accesso pedonale e carrabile ai campi sarà garantito da cancelli metallici opportunamente ubicati in prossimità delle strade di accesso. Gli stessi avranno dimensioni pari a 5,00 m di larghezza e 2,00 m di altezza e saranno installati su cordoli in cls non strutturale di dimensioni pari a 30x50 cm. I montanti saranno realizzati in profili scatolari di acciaio zincato mentre i battenti saranno composti da profilati zincati a "L" e rete elettrosaldata.

Lungo il perimetro della sottostazione e dello stallo di connessione comune sarà realizzato una recinzione in orso-grill su cordolo in c.a. mentre l'accesso, sia pedonale che carrabile, sarà garantito da cancelli metallici.

4.14. Viabilità interna e piazzali

La viabilità interna di servizio, quella esterna di collegamento dei campi alla viabilità esistente e le piazzole delle cabine di campo, sono state progettate al fine di ridurre al minimo i movimenti di terra e la realizzazione di strade esterne ex novo.

Per quanto riguarda le piste interne per la manutenzione degli impianti ci si limiterà alla realizzazione di uno scavo nel terreno di 3,00 mt di larghezza e 15 cm di profondità da riempire con misto di cava compattato con posa di uno strato di geotessile sul fondo dello scavo, soluzione che permette di rimuovere più facilmente il misto in fase di dismissione dell'impianto.

Con lo stesso criterio di minimo impatto ambientale saranno realizzate le piazzole delle cabine di campo; nello specifico sarà realizzato uno scavo, di profondità massima 15 cm, nell'area circostante le cabine con successivo riempimento con misto compattato ed eventuale geotessile sul fondo dello scavo. L'area di scavo sarà limitata a quella strettamente necessaria alla movimentazione dei mezzi di manutenzione e, se necessario, per un'area leggermente maggiore durante la fase di cantiere, per via dei mezzi d'opera, con successiva rimozione e sistemazione definitiva a fine lavori.

Per quanto riguarda le strade di collegamento dei campi alla viabilità esistente, data la limitata lunghezza e le previsioni di utilizzo da parte di mezzi più importanti, saranno realizzate con soluzioni leggermente più durature e resistenti di quelle interne ai campi ma sempre basate sul criterio del minimo impatto ambientale e totale reversibilità in fase di dismissione dell'impianto.

Esse saranno realizzate con uno scavo di larghezza massima pari a 4,20 m e profondità pari a circa 35/40 cm, la sede stradale sarà realizzata con un primo strato di 10 cm di pietrisco, pezzatura 1-14 mm, ed un secondo strato di circa 30 cm con misto granulare stabilizzato con legante naturale.

4.15. Opere di mitigazione

Le opere di mitigazione sono necessarie per ridurre al minimo gli effetti negativi dovuti all'intervento antropico per la realizzazione dell'impianto e soprattutto per facilitare il ripristino ante-operam dello stato dei luoghi a fine vita impianto.

Tra le opere di mitigazione previste vi sono:

- collocazione dei pannelli in armonia con l'orografia del paesaggio;
- utilizzo di cavidotti interrati;
- mitigazione visiva, per quanto possibile, mediante piantumazione di siepi e arbusti autoctoni lungo la recinzione;
- ordine e pulizia del sito;
- scelta di colori che mimetizzino l'impatto visivo dell'impianto;
- minimizzazione degli scavi per la realizzazione di strade e piazzole;
- costruzione delle opere eseguita in periodi lontani dalla riproduzione e nidificazione della fauna;
- lavori eseguiti nelle ore diurne con mezzi che non determinino impatti acustici significativi;
- opere di cantiere in quantità strettamente indispensabili che verranno prontamente smantellate a fine lavori;
- prima dell'avvio dei lavori, ove possibile il suolo vegetale verrà prelevato e gestito in cumuli di dimensioni adeguate ad evitare fenomeni degenerativi e posto a dimora una volta effettuati i lavori;
- nessuna occupazione di suoli destinati per colture agricole di pregio.



4.16. Il piano agronomico

Oltre all'installazione dell'impianto delle componenti elettromeccaniche strettamente collegate alla

produzione di energia elettrica, il progetto agrivoltaico punta molto sull'uso dei terreni recintati e privi di moduli fotovoltaici per attività di coltivazione del fondo mediante piantumazione di alberi di mandorlo nano e di piante leguminose.

In un quadro globale, dove l'esigenza di produrre energia da "fonti pulite" deve assolutamente confrontarsi con la salvaguardia e il rispetto dell'ambiente nella sua componente "suolo", si inserisce la proposta di una virtuosa integrazione fra impiego agricolo ed utilizzo fotovoltaico del suolo, ovvero un connubio (ibridazione) fra due utilizzi produttivi del suolo finora alternativi e ritenuti da molti inconciliabili.

Una vasta letteratura tecnico-scientifica inerente alla tecnologia "agrivoltaica" consente oggi di avanzare un'ipotesi d'integrazione sinergica fra esercizio agricolo e generazione elettrica da pannelli fotovoltaici. Questa soluzione consentirebbe di conseguire dei vantaggi che sono superiori alla semplice somma dei vantaggi ascrivibili alle due utilizzazioni del suolo singolarmente considerate. L'agrivoltaico ha infatti diversi pregi: i pannelli a terra creano un ambiente sufficientemente protetto per tutelare la biodiversità; se installati in modo rialzato e senza cementificazione (come nel presente progetto), permettono l'uso del terreno per condurre pratiche di allevamento e coltivazione.

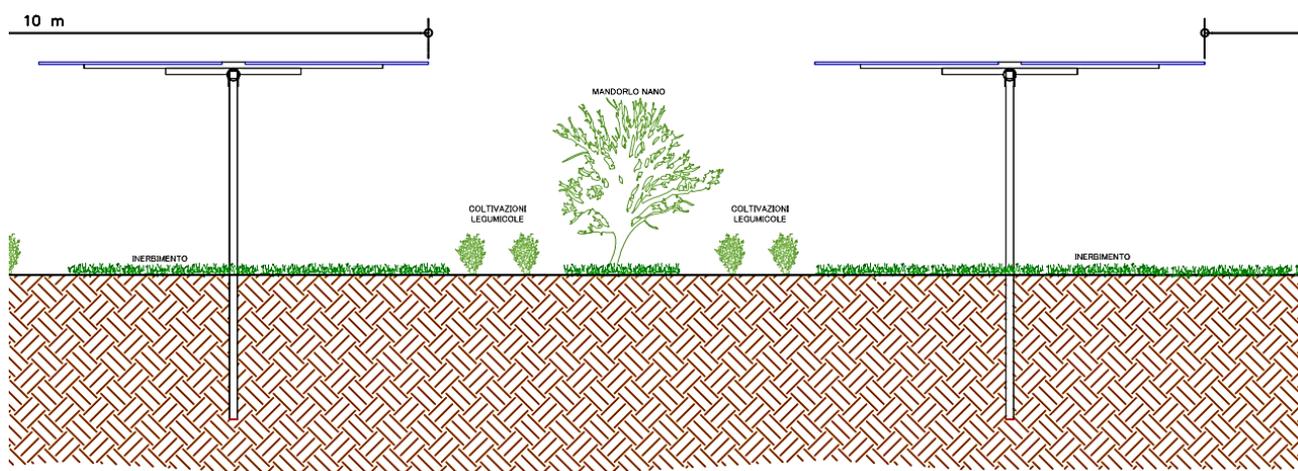
L'idea, pertanto, è quella di garantire il rispetto del contesto paesaggistico-ambientale e la possibilità di continuare a svolgere attività agricole proprie dell'area con la convinzione che la presenza di un impianto solare su un terreno agricolo non significa per forza riduzione dell'attività agraria. Si può quindi ritenere di fatto un impianto a doppia produzione: al livello superiore avverrà produzione di energia, al livello inferiore, sul terreno fertile, la produzione di colture avvicendate secondo le logiche di un'agricoltura tradizionale e attenta alla salvaguardia del suolo.

L'ipotesi progettuale prevede l'impiego nell'interfila di piante di mandorlo gestite a "spalliera" con la semina stagionale di essenze leguminose attorno per una larghezza complessiva di circa 5 m. I trackers offriranno protezione alla coltivazione sottostante, sia essa arborea che legumicola. Nel caso specifico i vantaggi saranno diversi: i trackers elevandosi al di sopra della coltivazione proteggeranno i frutti dalla radiazione solare diretta. Grazie all'ombra fornita dai trackers l'evapotraspirazione sarà inferiore e dunque le piante tutte consumeranno meno acqua (che sarà

mantenuta nel suolo come risorsa nei periodi più siccitosi). Le piante avranno una maggiore protezione dalla grandine e dai forti venti.

Infine lo spazio residuo, anche sotto i moduli fotovoltaici, verrà interamente inerbito. L'inerbimento consiste nella creazione e nel mantenimento di un prato costituito da vegetazione "naturale" ottenuto mediante l'inserimento di essenze erbacee in blend e/o in miscuglio attraverso la semina di quattro o cinque specie di graminacee e una percentuale variabile di leguminose in consociazione. La crescita del cotico erboso viene regolata con periodici sfalci e l'erba tagliata finisce per costituire uno strato pacciamante in grado di ridurre le perdite d'acqua dal terreno per evaporazione e di rallentare la ricrescita della vegetazione.

Per il dettaglio del piano di utilizzazione agronomica dell'area di impianto si rimanda alla relazione agronomica appositamente redatta ed allegata al progetto.



5. DISPONIBILITÀ AREE ED INDIVIDUAZIONE INTERFERENZE

5.1. Disponibilità aree

Tutte le aree private oggetto di installazione dell'impianto agrivoltaico e della S.S.E. di intervento sono nella disponibilità della società proponente con contratti preliminari di costituzione di diritto di superficie/servitù di elettrodotto, o di impegno alla cessione, sottoscritti con i relativi proprietari ed in possesso della società titolare della richiesta di autorizzazione. Per le aree private, e per limitati tratti del cavidotto di connessione, non si dispone dei preliminari di diritto di superficie pertanto si farà ricorso all'istituto dell'esproprio per pubblica utilità.

5.2. Individuazione interferenze e soluzioni tecniche proposte

Come già anticipato nei precedenti paragrafi, le interferenze delle opere in progetto riguardano la realizzazione del cavidotto MT di collegamento tra i campi fotovoltaici e la SSE AT/MT.

Le interferenze rilevate sono le seguenti:

- intersezione e parallelismo con cavidotti MT interrati esistenti;
- intersezione con alcuni tombini stradali;
- attraversamento su viadotto lungo SP;
- Intersezione con futura rete gas;
- Intersezione con condotta di irrigazione.

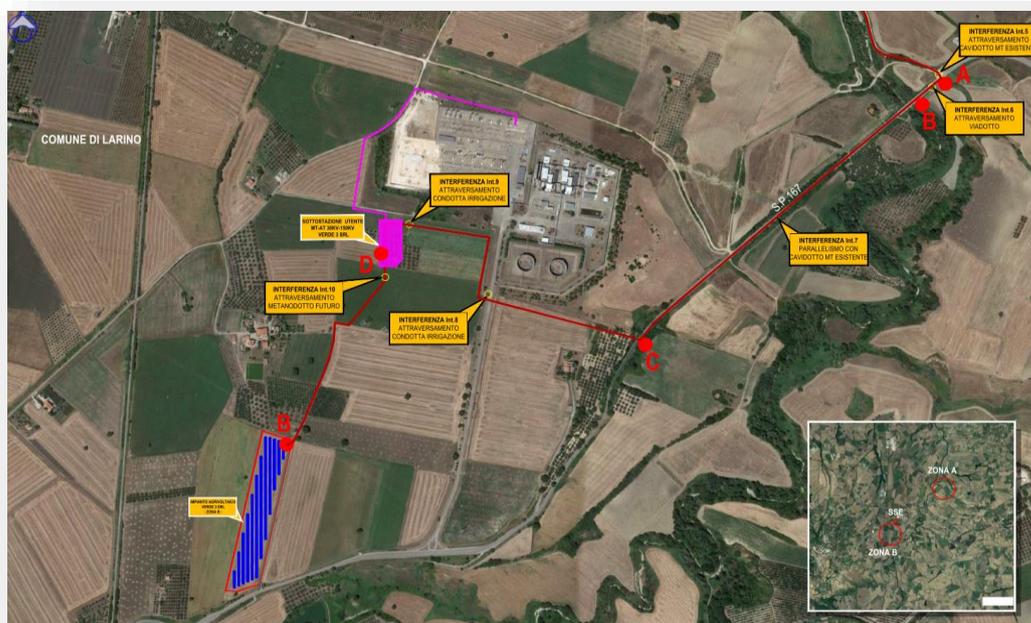
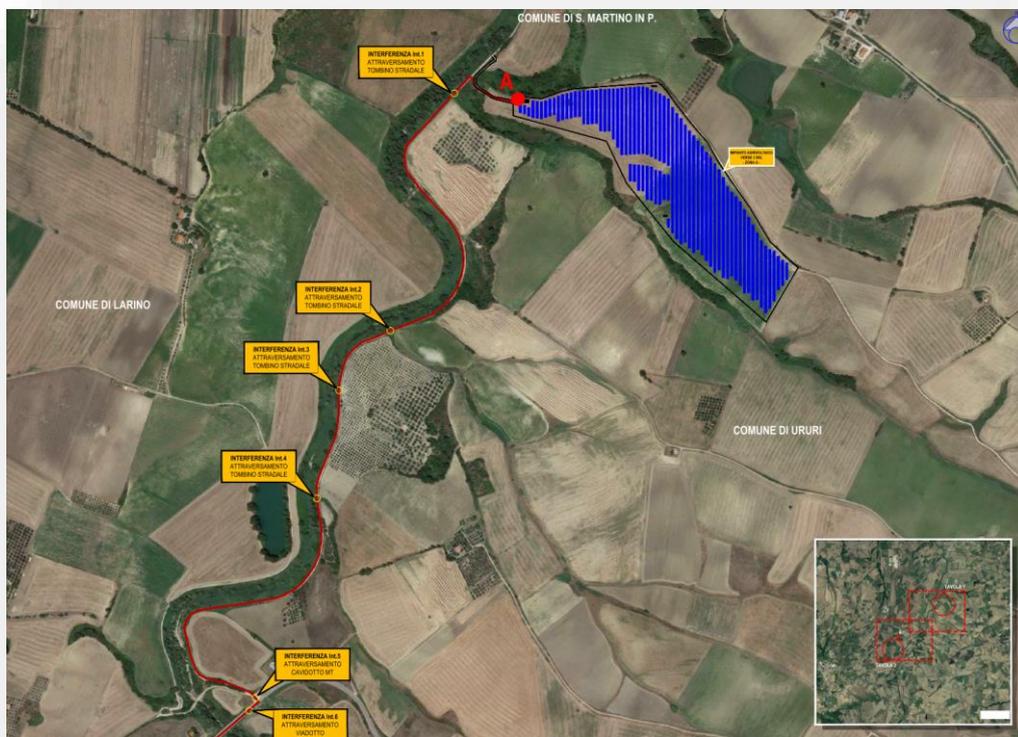
Si riportano di seguito le planimetrie descrittive dei punti di interferenza ed alcuni particolari delle soluzioni tecniche adottate per la risoluzione delle stesse.

Committente:



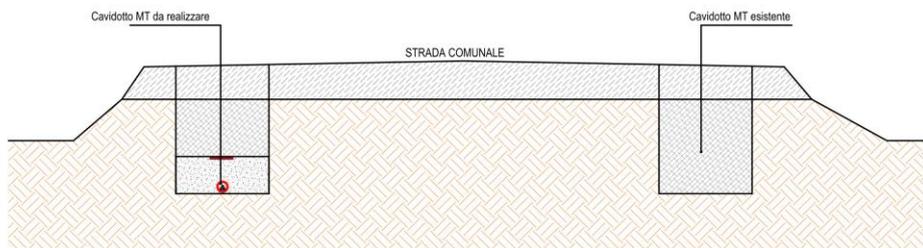
RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

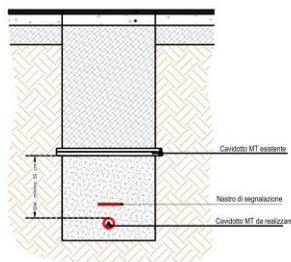


DETTAGLI RISOLUZIONE INTERFERENZE
1:25

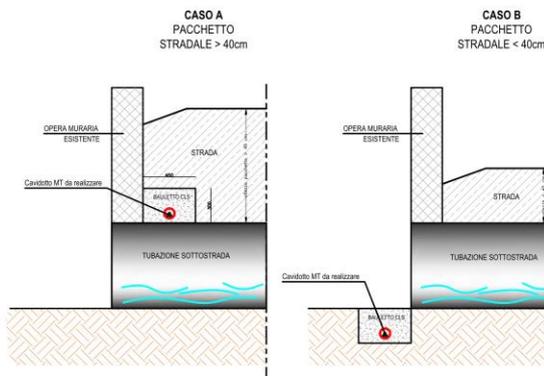
PARTICOLARE 1
UBICAZIONE CAVIDOTTO DA REALIZZARE SU TRATTO C-D SU STRADA PROVINCIALE
CON CAVIDOTTO MT ESISTENTE SU LATO DESTRO



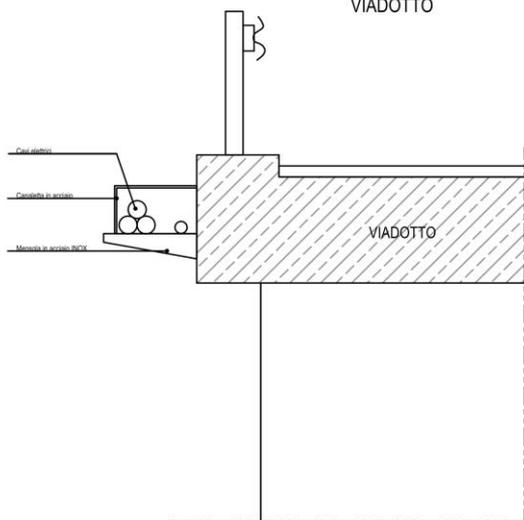
PARTICOLARE 2
ATTRAVERSAMENTO
CAVIDOTTO MT ESISTENTE



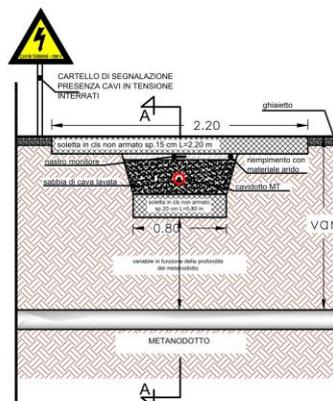
PARTICOLARE 3
ATTRAVERSAMENTO
TOMBINO STRADALE



PARTICOLARE 4
CAVIDOTTO LUNGO
VIADOTTO



PARTICOLARE 5
ATTRAVERSAMENTO
METANODOTTO



6. RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE

Considerata la complessità del cantiere, prima dell'inizio dei lavori, si procederà prioritariamente ad una ricognizione e accertamento dello stato di fatto delle viabilità esistenti per accedere alle aree di lavoro. Questa attività consentirà di poter valutare correttamente gli eventuali danni che dovessero verificarsi alle infrastrutture viarie esistenti, per effetto dell'utilizzo delle stese per le forniture ed approvvigionamenti di cantiere, consentendo di procedere tempestivamente alla esecuzione di eventuali e necessari interventi di manutenzione. Per la verifica dello stato di fatto, la Direzione Lavori incaricata procederà a convocazione di rappresentanza tecnica delle parti interessate, per l'eventuale redazione di verbali di sopralluogo ed accertamento.

La realizzazione dell'impianto prevede una serie di lavorazioni che possono essere suddivise cronologicamente nelle seguenti fasi:

- cantierizzazione e tracciamenti;
- realizzazione accessi ai campi e piste interne;
- recinzioni e predisposizione aree cabine;
- posa strutture moduli FTV;
- cavidotti BT;
- rete di terra campi;
- posa cabine di campo;
- posa moduli FTV e quadri di stirnga;
- realizzazione cablaggi impianto FTV;
- allestimento cabine;
- cavidotto MT;
- realizzazione sottostazione e stallo di connessione;
- illuminazione e security;
- completamento e opere accessorie;

- allaccio RTN;
- test-collaudi-messa in esercizio;
- pulizia e sistemazione finale.

Data l'estensione del cantiere lo stesso sarà organizzato individuando le seguenti zone di cantiere:

- un cantiere BASE, dove verranno installate le baracche di cantiere, i servizi igienici, i parcheggi dei mezzi e delle autovetture, dove saranno ubicati i presidi medici e di primo soccorso;
- una AREA OPERATIVA dove saranno installati i servizi essenziali quali guardiana, bagno di cantiere, una area di stoccaggio materiali e una di stoccaggio temporaneo rifiuti delle lavorazioni (imballi, scarti materiali, ecc);
- un cantiere MOBILE relativo alla realizzazione del cavidotto di connessione in MT.

Il cantiere BASE sarà ubicato in prossimità della ZONA A mentre l'AREA OPERATIVA presso la ZONA B.

Ogni AREA sarà dotata di autonoma recinzione, cancelli di ingresso, viabilità interna e aree di stoccaggio materiali a terra; questa organizzazione in AREE autonome permette l'avanzamento dei lavori in maniera coordinata ed in sicurezza rispetto alle altre AREE evitando interferenze tra le stesse.

Sia le recinzioni che i cancelli che le piste di cantiere non saranno di tipo provvisoria in quanto le stesse non verranno smobilitate a fine cantiere ma rimarranno definitivamente al servizio dell'impianto. Così facendo ci sarà un notevole risparmio di materiali da smaltire a fine cantiere, unitamente ad una forte riduzione dell'impatto complessivo delle attività.

Il materiale proveniente dagli scavi, opportunamente caratterizzato, sarà riutilizzato nell'ambito dello stesso cantiere, mentre le eventuali eccedenze saranno trasportate a discarica.

Per quanto riguarda l'inquinamento acustico lo stesso sarà mitigato mediante l'utilizzo di mezzi e attrezzature di cantiere a bassa rumorosità, in buono stato di manutenzione e perfettamente funzionanti limitando l'uso al tempo minimo per l'esecuzione dell'opera.

Per quanto riguarda l'inquinamento del suolo e dei corpi idrici, le lavorazioni non prevedono utilizzo di materiali pericolosi la cui dispersione in ambiente produca effetti inquinanti per il suolo e per i corpi idrici superficiali e profondi. Nel caso dovesse sorgere la necessità di utilizzare ridottissime quantità di prodotti chimici gli stessi saranno utilizzati mediante procedure che scongiurino la dispersione nel suolo o nelle acque.

Al termine della fase di cantiere finalizzata alla costruzione dell'impianto, l'area sarà soggetta ad interventi di ripristino dello stato dei luoghi alla situazione ex-ante; tutte le viabilità realizzate per il cantiere come detto non saranno rimosse ma utilizzate per la manutenzione futura dell'impianto. Verranno invece rimosse tutte le baracche di cantiere, le eventuali recinzioni provvisorie, la cartellonistica di cantiere e gli eventuali rifiuti di cantiere che saranno smaltiti in discarica.

Per le prime indicazioni sulla stesura dei piani di sicurezza si rinvia all'apposito elaborato allegato al progetto.

7. ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO

Come ampiamente dettagliato e descritto nell'elaborato "RT-04 - RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO", per la previsione di energia prodotta annualmente dall'impianto fotovoltaico in progetto, si è utilizzato il metodo basato sul calcolo della radiazione solare incidente su di un piano inclinato ed orientato valutato su base giornaliera. Sulla base dell'angolo d'inclinazione ed orientamento rispetto al Sud dei moduli fotovoltaici si è ottenuto il valore medio mensile annuo d'irraggiamento sul piano dei pannelli. Essendo l'impianto fotovoltaico della tipologia con inseguitori solari monoassiali, si è utilizzato l'applicativo PVSYST per il calcolo della producibilità prevista annualmente.



Si riporta di seguito il report del calcolo della producibilità media annua, redatta da tecnico incaricato, dell'impianto fotovoltaico con evidenza di tutti i parametri utilizzati per il calcolo.

Project summary			
Geographical Site	Situation	Project settings	
Larino	Latitude 41.82 °N	Albedo	0.20
Italy	Longitude 14.96 °E		
	Altitude 185 m		
	Time zone UTC		
Meteo data			
Larino Mix			
Meteonorm, PVGIS, CMSAF - Synthetic			

System summary			
Grid-Connected System	Trackers single array, with backtracking		
PV Field Orientation	Near Shadings	User's needs	
Tracking plane, horizontal N-S axis	According to strings	Unlimited load (grid)	
Axis azimuth 0 °	Electrical effect 100 %		
System information			
PV Array	Inverters		
Nb. of modules 17490 units	Nb. of units 4 units		
Pnom total 11.98 MWp	Pnom total 12.00 MWac		
	Pnom ratio 0.998		

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	37 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Single array	
Axis azimuth	0 °	Sizes	
		Tracker Spacing	10.00 m
		Collector width	4.79 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.9 %
		Left inactive band	0.02 m
		Right inactive band	0.02 m
		Phi min / max.	-/+ 55.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 61.0 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
		User's needs	
		Unlimited load (grid)	
Bifacial system			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	10.00 m	Ground albedo	0.25
Tracker width	4.83 m	Bifaciality factor	80 %
GCR	48.3 %	Rear shading factor	5.0 %
Axis height above ground	2.60 m	Rear mismatch loss	10.0 %
		Module transparency	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N-685(Full Frame 210)	Model	Sunny Central 2660 UP_1.3_prelim
	(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	2667 kWac
Number of PV modules	11220 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	7686 kWp	Total power	8001 kWac
Array #1 - Area A Campo 1		Number of inverters	2 units
Number of PV modules	8640 units	Total power	5334 kWac
Nominal (STC)	5918 kWp	Operating voltage	880-1325 V
Modules	288 Strings x 30 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.11
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	5456 kWp		
U mpp	1060 V		
I mpp	5147 A		
Array #3 - Area B Campo 3		Number of inverters	1 unit
Number of PV modules	2580 units	Total power	2667 kWac
Nominal (STC)	1767 kWp		
Modules	86 Strings x 30 In series		

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

PV Array Characteristics

Array #3 - Area B Campo 3			
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	1629 kWp	Operating voltage	880-1325 V
U mpp	1060 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.66
I mpp	1537 A		
Array #2 - Area A Campo 2			
PV module		Inverter	
Manufacturer	Jolywood	Manufacturer	SMA
Model	JW-HD132N-685(Full Frame 210)	Model	Sunny Central 4000 UP
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	4000 kWac
Number of PV modules	6270 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4295 kWp	Total power	4000 kWac
Modules	209 Strings x 30 In series	Operating voltage	880-1325 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.07
Pmpp	3959 kWp		
U mpp	1060 V		
I mpp	3735 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	11981 kWp	Total power	12001 kWac
Total	17490 modules	Nb. of inverters	4 units
Module area	54330 m ²	Pnom ratio	1.00
Cell area	50906 m ²		

DC wiring losses

Global wiring resistance	1.7 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #1 - Area A Campo 1		Array #2 - Area A Campo 2	
Global array res.	3.4 mΩ	Global array res.	4.6 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC
Array #3 - Area B Campo 3			
Global array res.	11 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC		

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	600 Vac tri		
Loss Fraction	1.24 % at STC		
Inverter: Sunny Central 2660 UP_1.3_prelim		Inverter: Sunny Central 4000 UP	
Wire section (2 Inv.)	Copper 2 x 3 x 2000 mm ²	Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 3000 mm ²
Average wires length	13 m	Wires length	317 m
Inverter: Sunny Central 2660 UP_1.3_prelim			
Wire section (1 Inv.)	Copper 1 x 3 x 1200 mm ²		
Wires length	317 m		
MV line up to Injection			
MV Voltage	30 kV		
Wires	Copper 3 x 300 mm ²		
Length	3829 m		
Loss Fraction	0.31 % at STC		



CODICE:

G12902A - RT-01

Pagina 64 di 72

Committente:



RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 11737 kVA

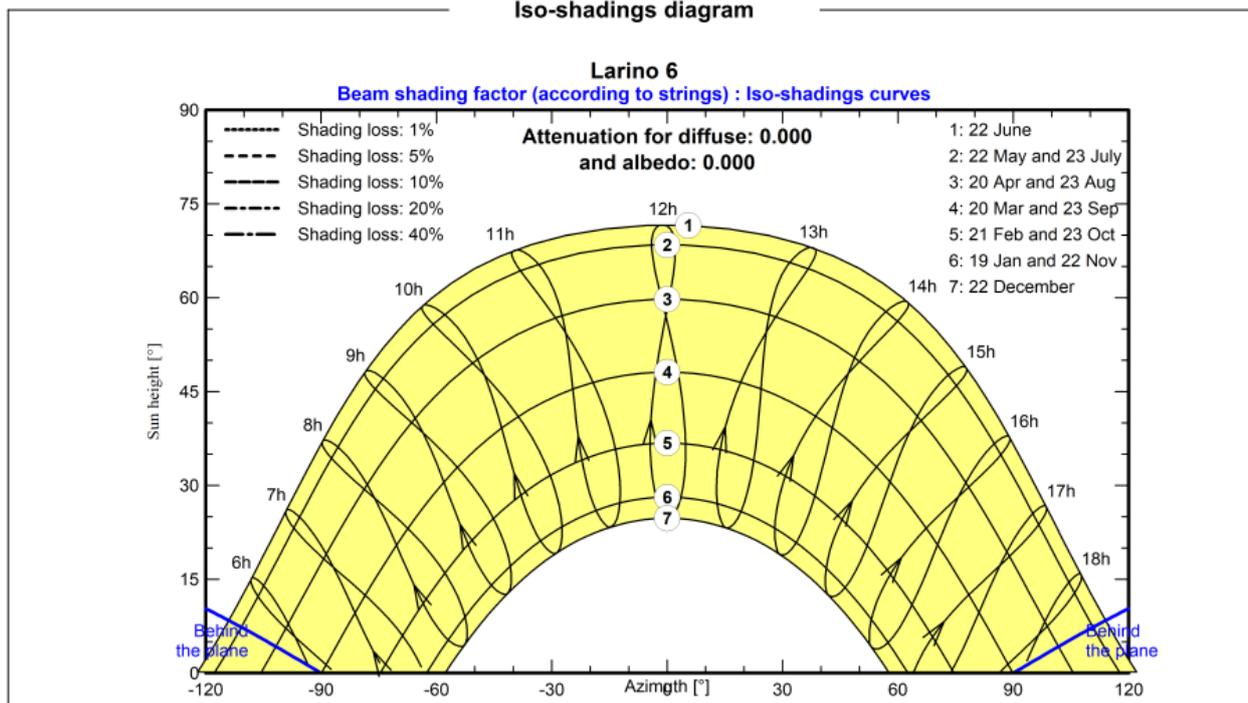
Iron loss (24/24 Connexion) 11.74 kW

Loss Fraction 0.10 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 0.31 mΩ

Loss Fraction 1.00 % at STC

Iso-shadings diagram



Main results

System Production

Produced Energy

21213 MWh/year

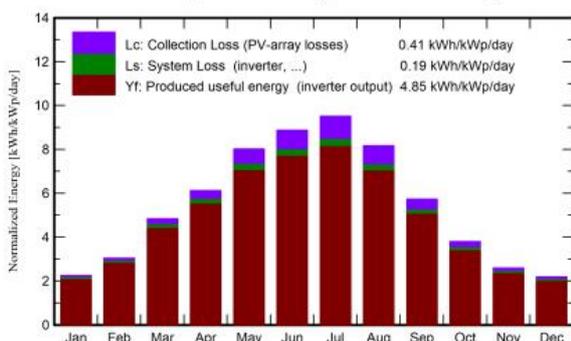
Specific production

1771 kWh/kWp/year

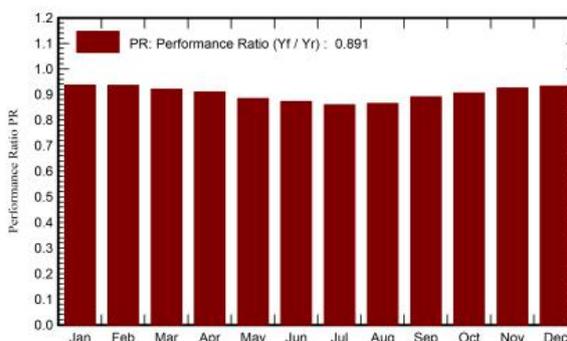
Performance Ratio PR

89.09 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

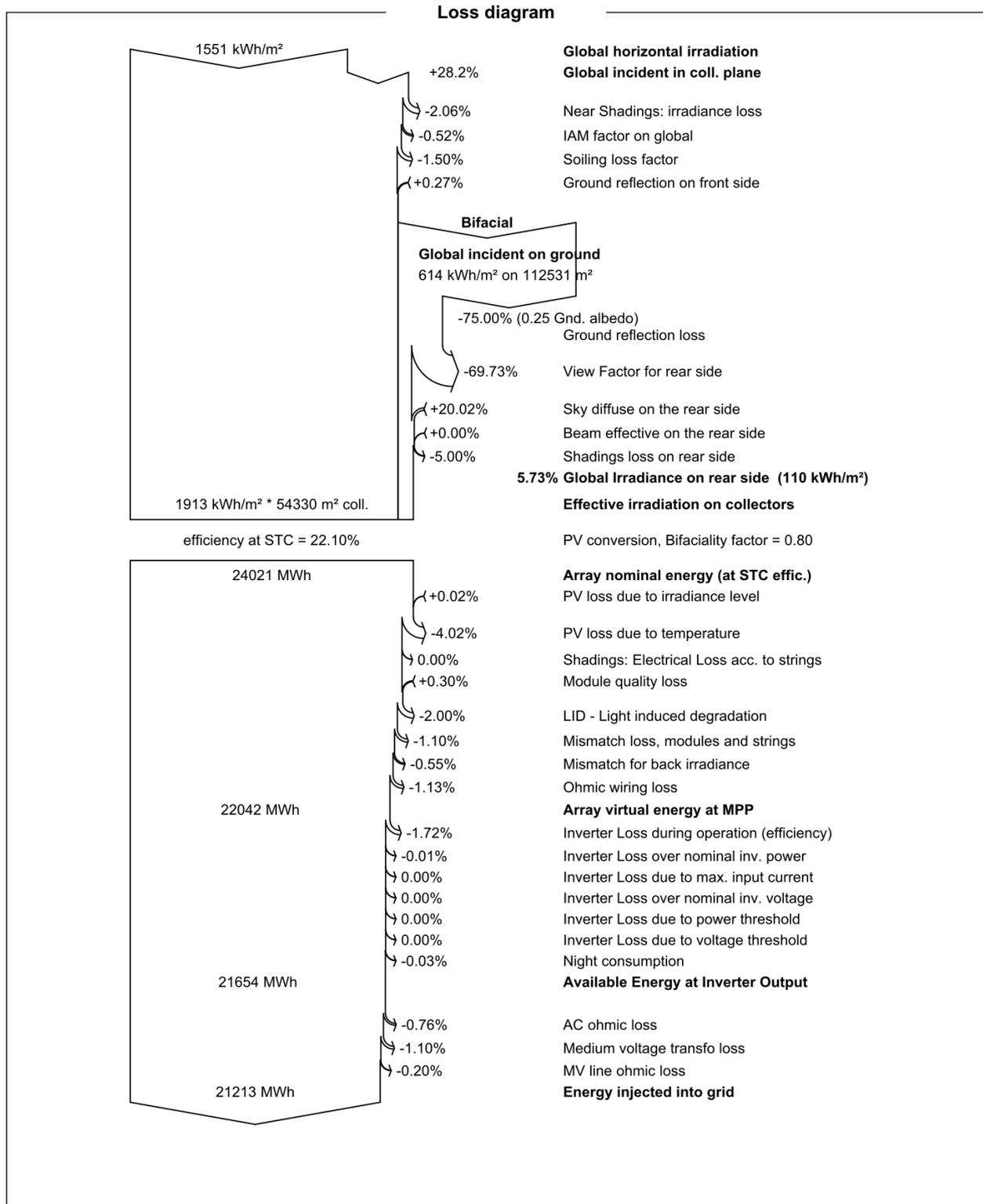


Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	54.9	27.50	7.80	69.9	66.4	816	785	0.937
February	67.9	33.40	8.57	85.3	81.2	993	957	0.936
March	118.9	52.50	10.50	150.1	143.9	1720	1655	0.921
April	147.1	66.60	14.03	183.5	176.6	2078	2000	0.910
May	196.1	76.40	18.77	248.7	239.9	2739	2633	0.884
June	207.7	75.80	22.90	266.3	257.3	2893	2783	0.873
July	225.1	65.10	26.10	295.1	285.8	3159	3039	0.860
August	195.2	63.20	25.50	253.4	245.2	2730	2627	0.865
September	134.2	55.00	21.13	171.9	165.3	1903	1834	0.890
October	91.3	41.70	16.63	117.7	112.5	1325	1277	0.906
November	60.6	28.40	11.73	77.7	73.9	895	861	0.926
December	51.9	23.90	8.80	68.0	64.6	790	760	0.933
Year	1550.9	609.50	16.08	1987.5	1912.7	22040	21213	0.891

Legends

- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance Ratio



In definitiva la produzione annua attesa di energia risulta essere pari a: **21.213.000 KWh/anno** pari a **1.770,61 KWh/KWp**.

8. DISMISSIONE IMPIANTO

Al termine della vita utile di un impianto fotovoltaico, normalmente 25-30 anni, si procederà al suo completo smantellamento e al conseguente ripristino del sito ad una condizione quanto mai prossima a quella precedente la realizzazione dell'opera.

Il ripristino dei luoghi è possibile soprattutto grazie alle caratteristiche di reversibilità proprie degli impianti fotovoltaici ed al loro basso impatto sul territorio in termini di modifica delle superfici occupate, anche in relazione alle scelte tecniche operate in fase di progettazione (utilizzo di sistemi di ancoraggio del tutto privi di scavi, strade in misto, quasi totale assenza di opere di sostegno in conglomerato cementizio armato).

In conseguenza di quanto detto tutti i componenti dell'impianto e gli associati lavori di realizzazione, sono stati previsti per il raggiungimento di tali obiettivi. Per il finanziamento dei costi delle opere di smantellamento e ripristino dei terreni verranno posti in bilancio congrui importi dedicati a tale scopo

Per quanto possibile, dovrà essere favorito:

- il riuso, allorquando i componenti siano ancora in buono stato e quindi categorizzabile come risorsa magari inviandolo in mercati dove è molto sviluppato il mercato fotovoltaico di seconda mano;
- il riciclo, perlopiù relativo ai componenti metallici quali rame, acciaio e alluminio, i quali possono essere trasformati e quindi dargli una seconda vita;
- la valorizzazione, per lo più da utilizzare come materia prima o combustibile come ad esempio le celle di silicio per la produzione del cemento clinker;
- il conferimento a discarica, qualora non sia applicabile o economicamente sostenibile nessuna delle tre fasi innanzi descritte.

La dismissione dei componenti rimossi/disinstallati verrà eseguito come di seguito dettagliato:

- Materiali ferrosi: in appositi impianti;
- Acciai: in appositi impianti;
- Rame/alluminio: riciclo/rivendita;
- Materiali vetrosi e silicei: riciclo/riuso;
- Materiali elettrici e componentistica: separazione dei materiali pregiati da quelli meno pregiati, i primi riutilizzati o riciclati, i secondi conferiti in apposite discariche;
- Inerti da costruzione: in apposite discariche;
- Materiali provenienti dalla scomposizione delle strade e delle piazzole: in discarica.

Molto importante, nella fase di dismissione dell'impianto, è il ripristino dello stato dei luoghi.

Tale obiettivo è raggiungibile passando per le seguenti fasi:

- Riabilitazione e ripristino allo stato originario, mediante adozione di attenti criteri ambientali, delle zone che sono state soggette a lavori e che hanno subito una modifica rispetto alle condizioni pregresse;
- trattamento dei suoli, con tecniche biocompatibili, al fine di ricevere dei trattamenti finalizzati al ricevimento ed attecchimento delle specie arboree previste per la rivegetazione delle aree (stesura di terreno vegetale, scarifiche, ecc).
- opere di semina di specie erbacee con elevata capacità radicante di attecchimento mediante la tecnica dell'idrosemina.

9. RICADUTE SOCIO-OCCUPAZIONALI

La realizzazione e gestione di un impianto agrivoltaico, oltre ad avere ricadute ambientali con la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e pulite con conseguente riduzione di emissioni in atmosfera di agenti inquinanti, polveri e anidride carbonica derivanti dalla generazione di energia elettrica secondo le tecniche tradizionali, avrà ricadute anche in termini socio-occupazionali, con riferimento alle seguenti tre fasi principali:

- Progettazione;
- Costruzione;
- Gestione e manutenzione dell'impianto.

La **fase di progettazione** interessa numerose figure professionali specialistiche, riassumibili in:

- Società di ingegneria per la progettazione dell'impianto e per gli studi specialistici;
- Agronomi per la consulenza specialistica;
- Archeologi per la consulenza specialistica;
- Geometri per i rilievi topografici del sito e per i piani di esproprio;
- Geologi per la consulenza specialistica;
- Laboratorio di analisi geologiche e geotecniche per le prove in sito;
- Studi legali per Due Diligence e controllo amministrativo della documentazione;
- Istituti bancari;
- Studi notarili (per i contratti, le servitù, ecc).

La fase **di realizzazione** coinvolge:

- Manodopera locale per la preparazione dei siti alla installazione dei moduli;
- Fornitori di materiali locali;
- Noleggi di macchine da cantiere;
- Specialisti;
- Produttori di elementi prefabbricati e di componentistica impiantistica (cabine, ecc).

La fase di esercizio vedrà coinvolgerà maestranze impiegate per:

Committente:

Verde 3 s.r.l. 

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 11.980,65 kWp nei Comuni di Ururi, Larino e S. Martino in Pensilis (CB)

- manutenzione delle coltivazioni di roverella e cisto con manodopera locale;
- manutenzione dell'impianto (pulizia dei moduli, ecc);
- manutenzione delle opere civili (strade, recinzione, cabine, ecc);
- Sorveglianza dell'impianto e delle coltivazioni agronomiche.

Alle ricadute socio-occupazionali riassunte nelle macrocategorie di progettazione, costruzione e gestione e manutenzione dell'impianto si aggiungono le ricadute indirette consistenti nella esperienza professionale e tecnica che ciascun addetto acquisirà.

10. QUADRO ECONOMICO DEL PROGETTO

Si riporta di seguito il quadro economico del progetto.

QUADRO ECONOMICO GENERALE				
DESCRIZIONE		IMPORTI IN €	IVA	TOTALE CON IVA IN €
A)	COSTO DEI LAVORI			
A.1)	Interventi previsti	6 640 028.32	10%	7 304 031.15
A.2)	Oneri di sicurezza	149 917.43	10%	164 909.17
A.3)	Opere di mitigazione	111 465.30	10%	122 611.83
A.4)	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	24 964.52	10%	27 460.97
A.5)	Opere connesse	987 100.00	10%	1 085 810.00
	TOTALE A	7 913 475.57		8 704 823.13
B)	SPESE GENERALI			
B.1)	Spese tecniche relative alla progettazione, ivi inclusa la redazione dello studio di impatto ambientale o dello studio preliminare ambientale e del progetto di monitoraggio ambientale, alle necessarie attività preliminari, al coordinamento della sicurezza in fase di progettazione, alle conferenze di servizi, alla direzione lavori e al coordinamento della sicurezza in fase di esecuzione, all'assistenza giornaliera e contabilità,	100 800.00	22%	122 976.00
B.2)	Spese consulenza e supporto tecnico	43 200.00	22%	52 704.00
B.3)	Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici (specificare: monitoraggio ambientale,...)	19 200.00	22%	23 424.00
B.4)	Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (includere le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	24 000.00	22%	29 280.00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	7 800.00	22%	9 516.00
B.6)	Imprevisti	100 000.00	10%	110 000.00
B.7)	Spese varie (espropri, servitù, ecc)	55 000.00	10%	60 500.00
	TOTALE B	350 000.00		408 400.00
C)	eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	-	22%	-
	TOTALE COMPLESSIVO A+B+C	8 263 475.57		9 113 223.13