

1	PROGETTO REV 01	MR	11/21
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.: gvcstf@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	 SERVIZI DI INGEGNERIA

Committente	VERDE 4 S.R.L.	
-------------	-----------------------	---

Comune	COMUNI DI LARINO - URURI - MONTORIO NEI FRENTANI (CB)	COD. RIF	G/129/03/A/01/PD
		ELABORATO	FILE

Opera	PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRIVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE PARI A 25.937,6 kWp DENOMINATO LARINO 7 - UBICATO IN LOCALITA' MACCHIA NEL COMUNE DI MONTORIO NEI FRENTANI E NEI COMUNE DI URURI E LARINO (LOCALITÀ PIANI DI LARINO)	Categoria	N.°
		PD	Scala

Oggetto	PROGETTO DEFINITIVO	RT-01
	RELAZIONE TECNICA GENERALE	

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.....	3
2.3. Inquadramento normativo	9
Normativa di riferimento nazionale ed europea	9
Normativa di riferimento regionale	10
3. DESCRIZIONE STATO DI FATTO DEL CONTESTO	14
3.1. Descrizione del sito di intervento	14
Identificazione dell'area di pertinenza dell'impianto	14
Ubicazione rispetto alle aree di valore naturalistico, paesaggistico ed ambientale.....	15
Descrizione del contesto ambientale.....	23
Descrizione della reti infrastrutturali esistenti.....	24
Documentazione Fotografica	25
4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO	26
4.1. Descrizione generale.....	26
4.2. Moduli FTV.....	29
4.3. Strutture di sostegno dei moduli FTV	32
4.4. String Box.....	34

4.5.	Power-station.....	34
4.6.	Inverter	35
4.7.	Quadri BT	39
4.8.	Quadri MT	39
4.9.	Trasformatori BT/MT	40
4.10.	Cabine elettriche	40
4.11.	Sottostazione elettrica rete utente.....	41
4.12.	Cavidotti ed elettrodotti di connessione	42
4.13.	Recinzioni e cancelli	43
4.14.	Viabilità interna e piazzali	44
4.15.	Opere di mitigazione	45
4.16.	Il piano agronomico.....	46
5.	DISPONIBILITÀ AREE ED INDIVIDUAZIONE INTERFERENZE	48
5.1.	Disponibilità aree	48
5.2.	Individuazione interferenze e soluzioni tecniche proposte	48
6.	RELAZIONE SULLA FASE DI CANTIERIZZAZIONE.....	51
7.	QUADRO ECONOMICO DEL PROGETTO	53
8.	ENERGIA PRODOTTA ANNUALMENTE DURANTE LA VITA UTILE DELL'IMPIANTO .	54

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 **25.937,6 kWp** da installarsi sui terreni siti nel territorio dei **Comuni di Montorio nei Frentani, Ururi e Larino (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 4 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-2629517
Email PEC:	verde4srl@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 **25.937,6 kWp** da installarsi sui terreni nei comuni di Montorio nei Frentani, Ururi e Larino (CB) e relativa sottostazione AT/MT. La denominazione dell'impianto sarà "**LARINO 7**".

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 4 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 Montorio nei Frentani, Località Macchia (quota media del sito: 250m s.l.m.) e di Larino, in Località Piane di Larino (quota media del sito: 200m s.l.m.), distante circa 5,3 km (in linea d'aria) sud-ovest dal centro abitato di Montorio nei Frentani, a 4,20 km sud-est dal Comune di Rotello, a 2,3 km (in linea d'aria) nord-est dal comune di Ururi e 5,3 Km (in linea d'aria) ovest dal centro abitato di Larino.

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

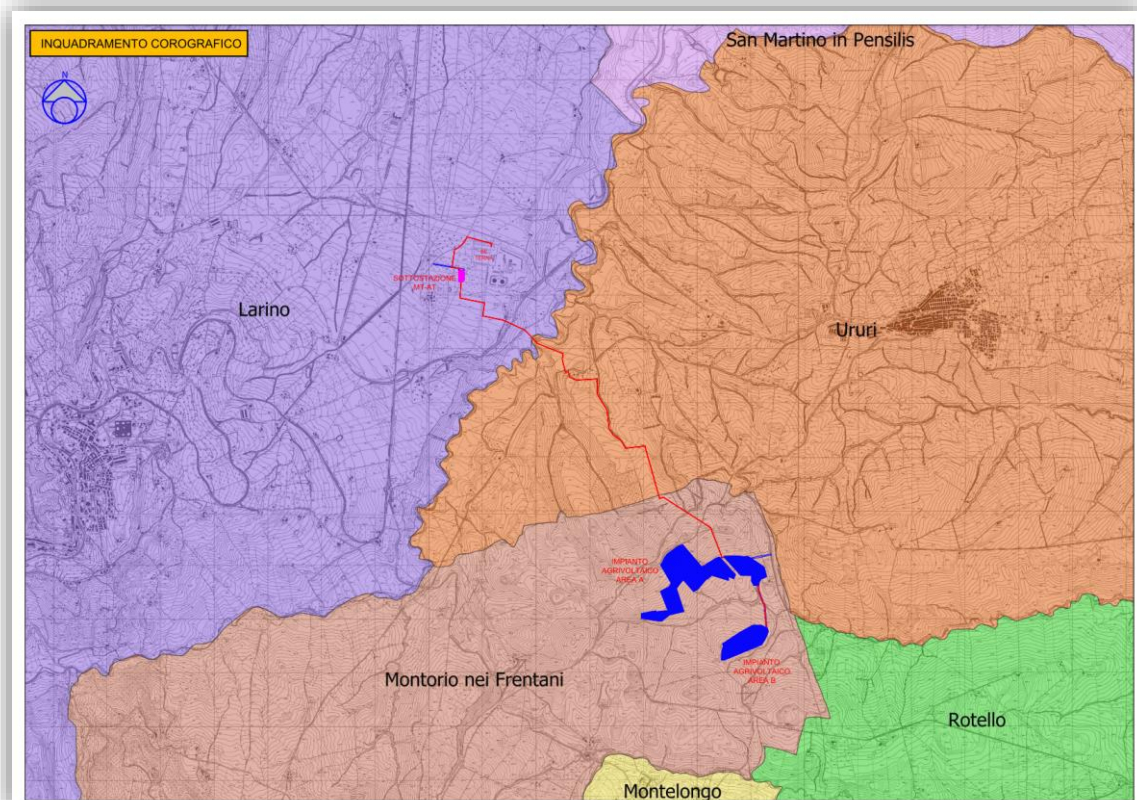


Figura 1 - Inquadramento corografico dell'area di impianto

SITO DI PROGETTO:

Comuni: Montorio nei Frentani – Ururi - Larino (CB)

Località: Macchia e Piane di Larino

Quota sul livello del mare: min. 210 m - max 325 m (Campi FTV) – 188 m (SSE MT/AT)

Estensione area impianto:

122.268 mq circa di pannelli fotovoltaici;

331.050 mq circa recintati.

Campo Agrivoltaico "Area A"

Comune: Montorio nei Frentani (CB)

Località: Macchia

Particelle Catastali: Foglio 3 – Particelle 35-42-41-38-73

Foglio 4 – Particelle 36-43-41-55-63-62-51-46-54-52-58

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°47'39.83" N

Longitudine 14°59'22.44" E

Estensione area recintata: circa 254.312 mq

Campo Agrivoltaico "Area B"

Comune: Montorio nei Frentani (CB)

Località: Macchia

Particelle Catastali: Foglio 4 – Particelle 21-22-30-31-33

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°47'18.33" N

Longitudine 14°59'35.60" E

Estensione area recintata: circa 76.738 mq

Sottostazione MT/AT (Condivisa con altri produttori)

Comune: Larino (CB)

Località: Piane di Larino

Particelle Catastali: Foglio 43 – Particelle 19-73-79-80-23

Coordinate Geografiche: Latitudine 41°49'7.97"

Longitudine 14°57'41.44"

Estensione area recintata: circa 5.300 mq

OPERE CONNESSE E INFRASTRUTTURE NECESSARIE:

Cavidotto interrato MT a 30 kV di interconnessione Area A-Area B:

Lunghezza: circa 905 m;

Particelle catastali:

Montorio nei Frentani: Foglio 4 part. 21-18-58;

Cavidotto interrato MT a 30 kV di connessione Impianto FTV-SSE:

Lunghezza: circa 4.178 m;

Particelle catastali:

Montorio nei Frentani: Foglio 3 part. 38-70-65-68-66-79-12-14-53-50-5-4;

Ururi: Foglio 18 part. 63

Foglio 17 part. 15-7-22-41-3-43-19-6-26-25-23-67-49-48-54-55-44;

Foglio 14 part. 25-23-19-51-20-16;

Larino: Foglio 44 part. 78-74-30-58-60-61-62;

Foglio 43 part. 97-98-126-125-55-24-48;

Elettrodotto interrato AT a 150kV:

Lunghezza: circa 568 m;

Particelle catastali: F.43 mapp.le 19-76-90-150-152-157-159-161-99.

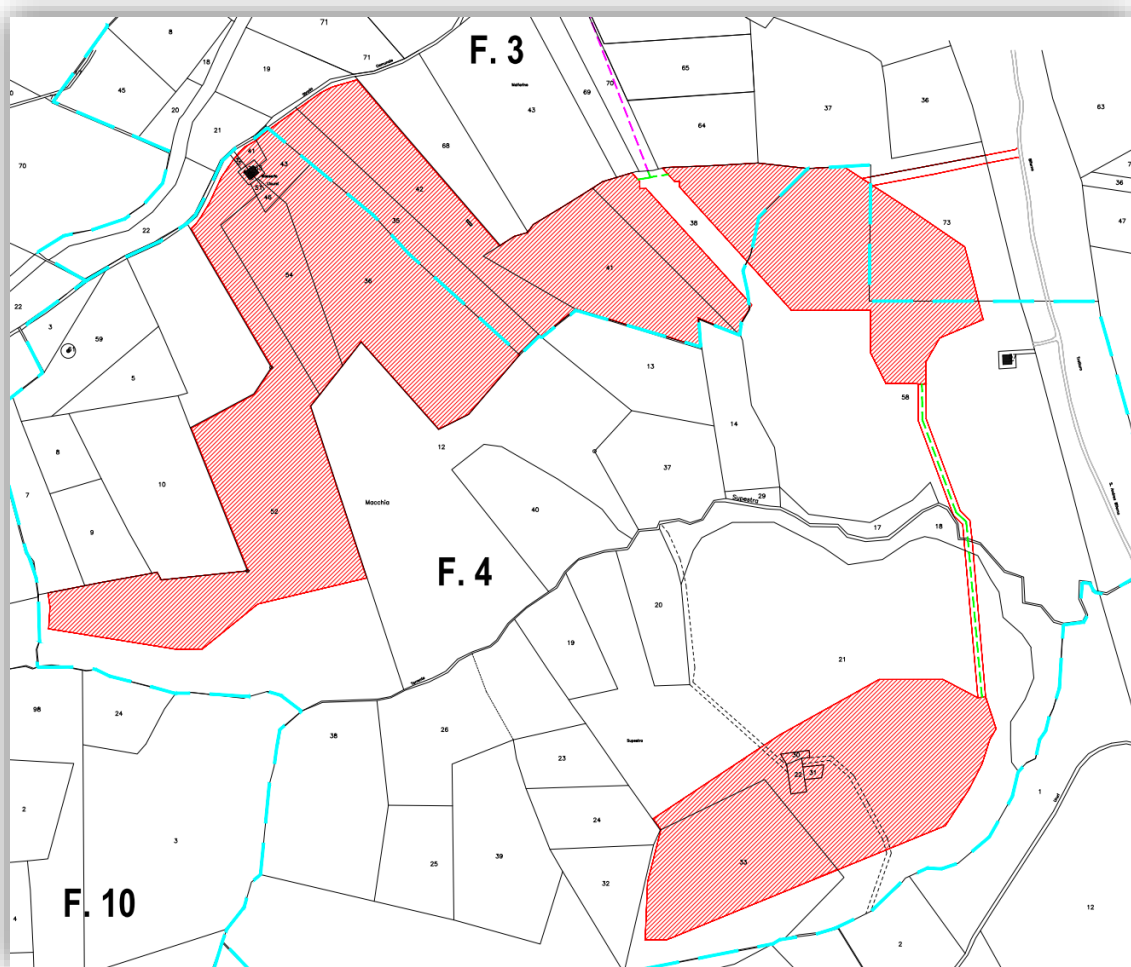


Figura 2 – Stralcio Catastale Impianto Agrivoltaico

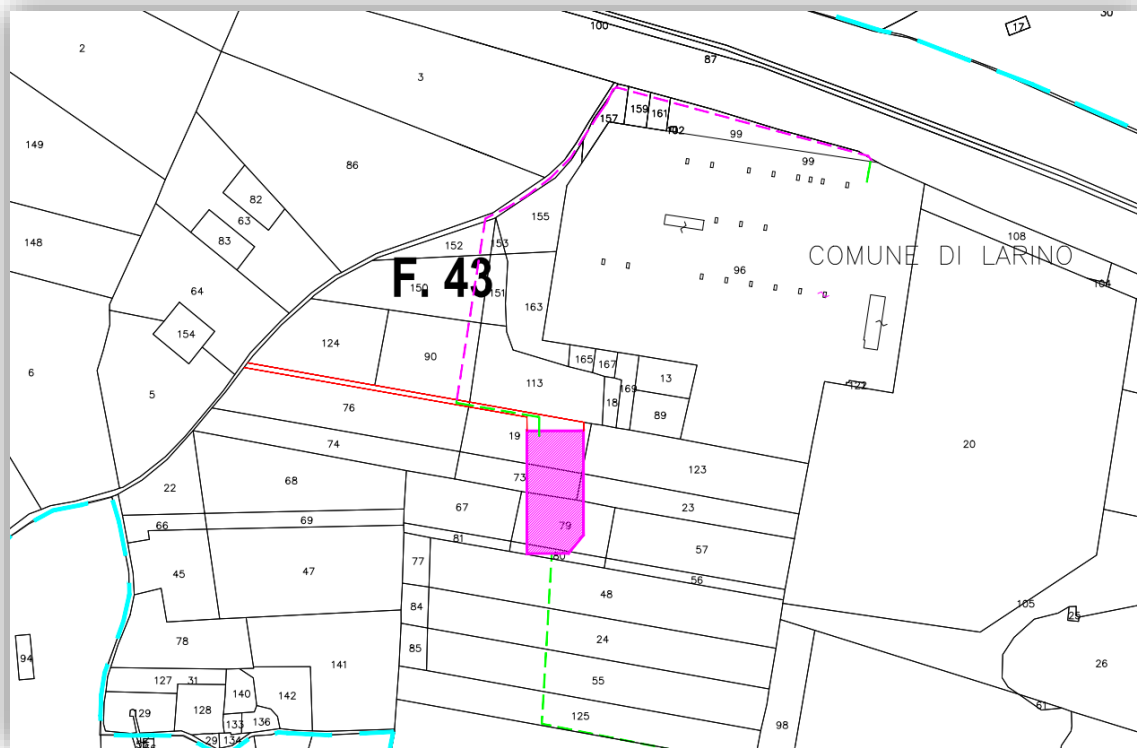


Figura 3 - Stralcio Catastale Sottostazione Elettrica MT/AT

L'impianto occuperà complessivamente 386.200 mq di cui:

- circa 331.050 mq recintati e relativi ai campi agrivoltaici;
- circa 55.150 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;

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:

- 44.720 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 580 Wp;
- n.123 Quadri di campo (STRING-BOX)
- n.6 inverter centralizzati;
- n.6 POWER-STATION (alloggio inverter, quadri MT e BT di campo, trasformatori MT-BT);
- n.1 cabina di distribuzione MT;

- n.1 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.1 cavidotto MT di connessione dell'impianto fotovoltaico 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:
 - Recinzioni;
 - Cancelli di ingresso;
 - Viabilità di servizio interna ai campi;
 - Piazzole di accesso alle cabine;
 - Strutture di supporto dei moduli FTV (SIA FISSI CHE INSEGUITORI MONOASSIALI);
 - Opere di mitigazione (siepi perimetrali sui lato OVEST-EST e SUD e alberi di roverella sul lati NORD);
- Opere agronomiche:
 - Piante di cisto 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 offrissero 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 in larga parte di tipo fisso e per una parte residuale ad 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 complessivi **36.143.000 KWh/anno** di cui:

- **29.845.000 KWh/anno** per la porzione con strutture fisse (Campi 1-2-3-4-5);
- **6.298.000 KWh/anno** per la porzione con tracker (Campo 6);

pari a:

- **1.353,70 KWh/KWp** per la porzione con strutture fisse (Campi 1-2-3-4-5);
- **1.618,75 KWh/KWp** per la porzione con tracker (Campo 6).

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 - Casette;
- 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/passivo 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 Contatori 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 Montorio nei Frentani-Ururi-Larino nelle località Macchia e Piane di Larino.

L'area di impianto dista, in linea d'aria, circa 5,3 km (in linea d'aria) sud-ovest dal centro abitato di Montorio nei Frentani, a 4,20 km sud-est dal Comune di Rotello, a 2,3 km nord-est dal comune di Ururi e 4,8 Km ovest dal centro abitato di Larino.

Si riporta di seguito le coordinate WGS84 del rettangolo in cui è iscritto l'impianto.

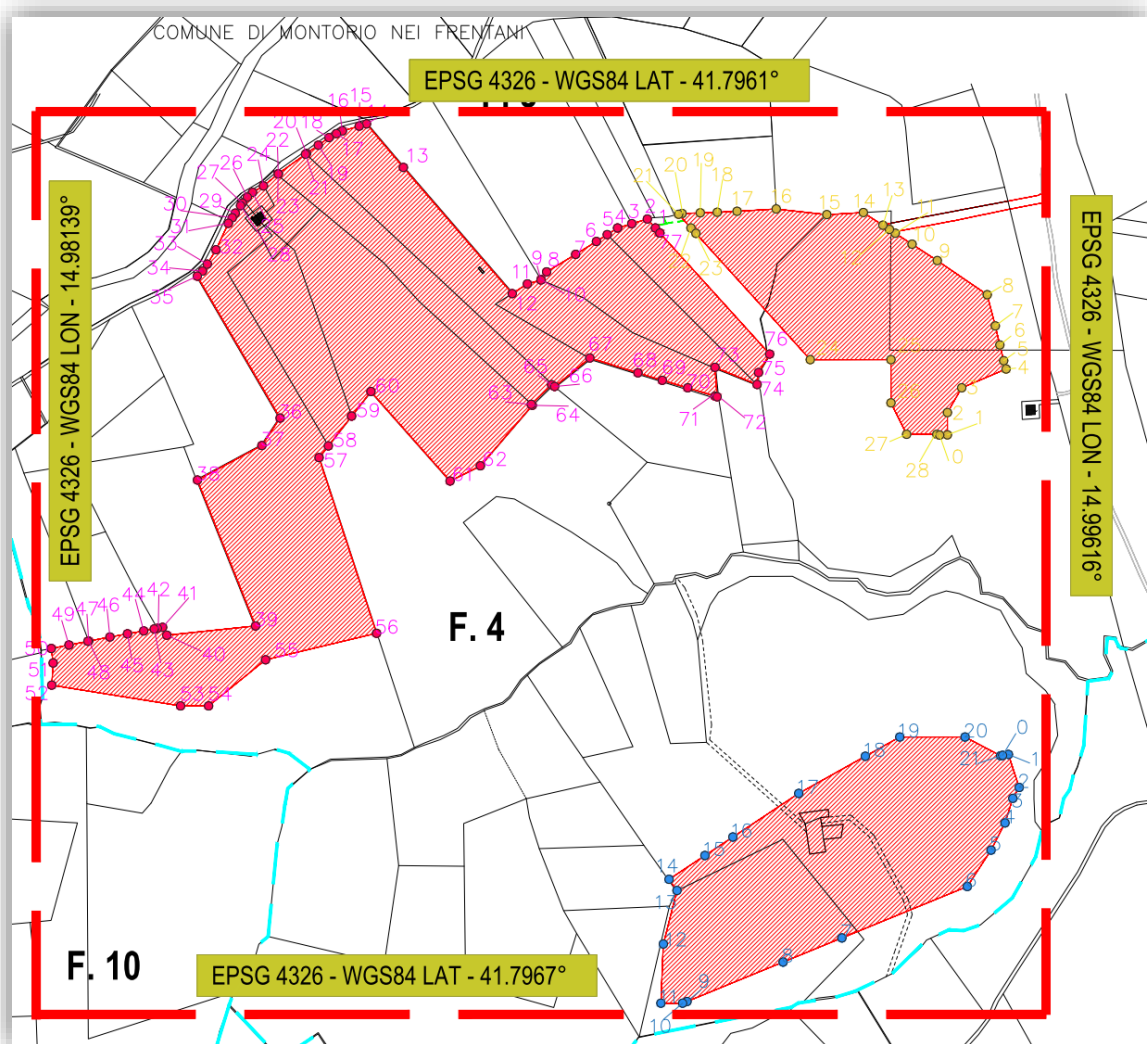


Figura 4 – Coordinate impianto

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 dalle installazioni, un contratto preliminare di Costituzione del Diritto di Superficie pertanto non sarà necessario ricorrere all'istituto dell'esproprio per pubblica utilità. Di contro, per una parte dei terreni su cui si sviluppa il cavidotto di connessione non si è in possesso del preliminare 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, B-02c 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 di connessione alla SSE, in ogni caso trattasi di opera interrata, attraversa la fascia di 150 m di un corso d'acqua (Torrente Cigno), elementi tutelati dal Codice dei Beni Culturali e del Paesaggio.

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 Guardiola-regia-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).

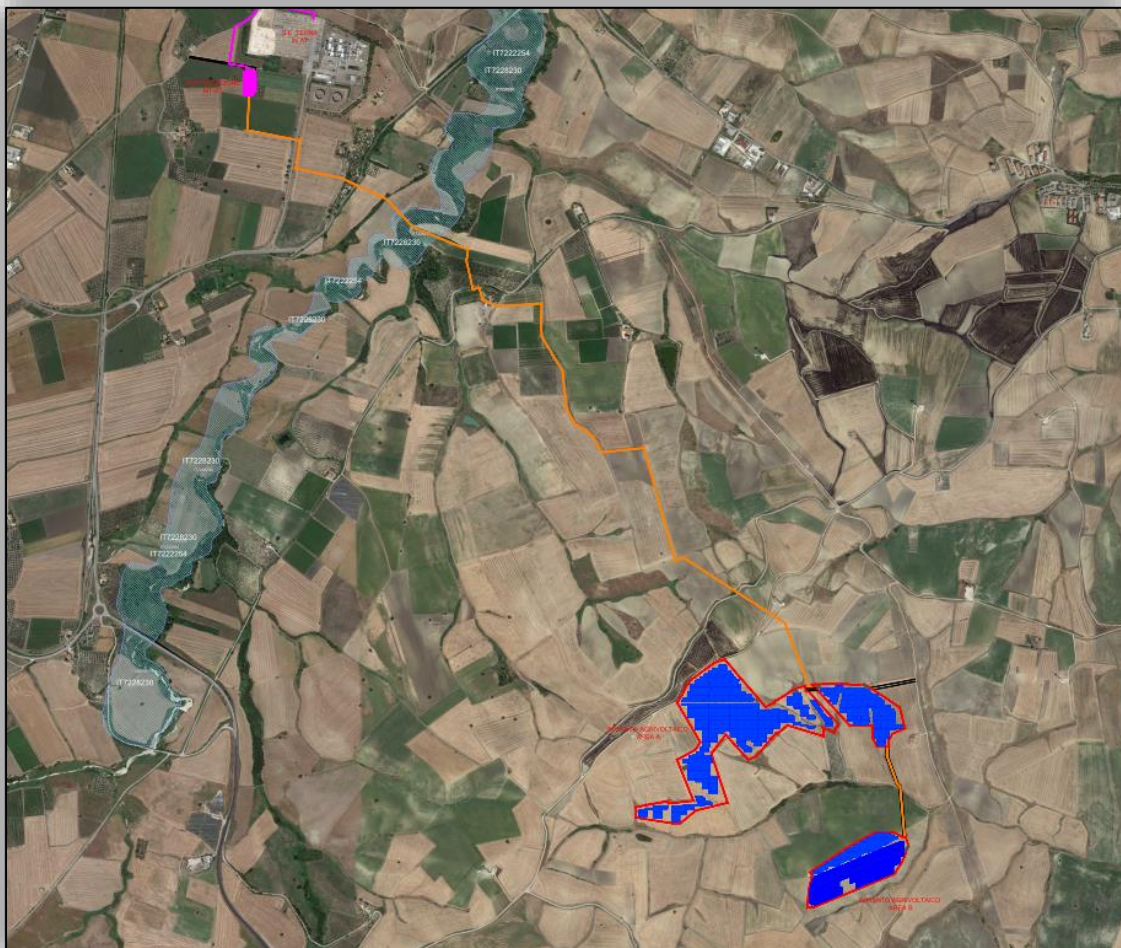


Figura 5 – Aree RN2000

L'impianto verrà realizzato al di fuori delle aree Rete Natura 2000 tuttavia, dato che il caviodotto di connessione alla SSE attraversa le Zone SIC IT7222254 – TORRENTE CIGNO e ZPS IT228230 – LAGO DI GUALDALFIERA, è stata redatta la **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

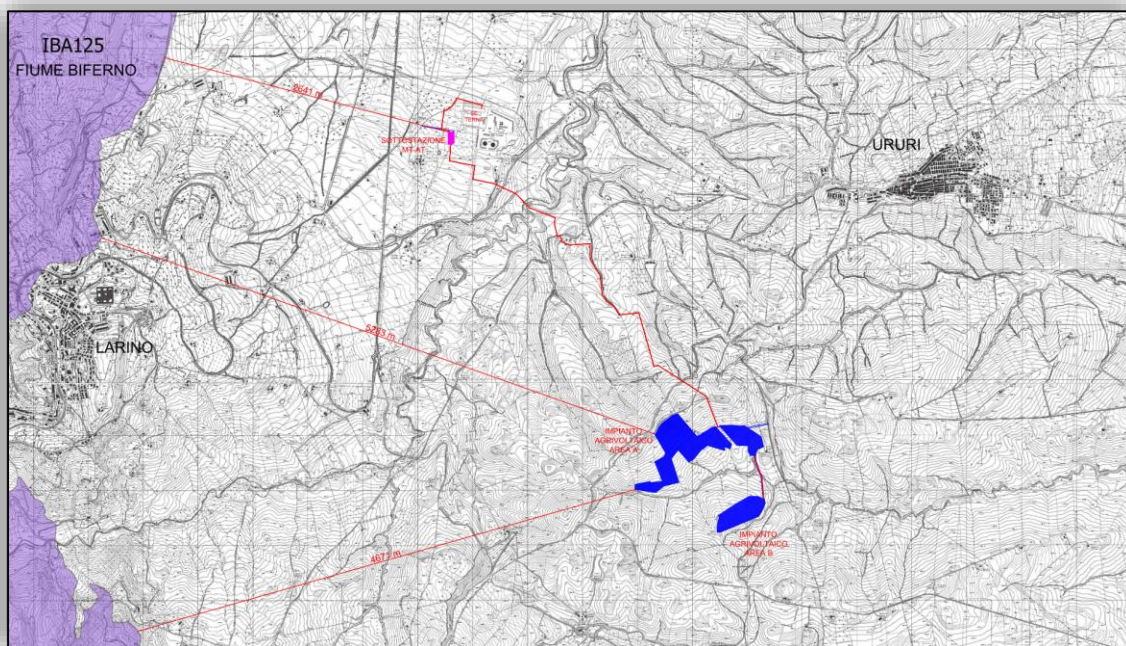


Figura 6 – Distanza da IBA

L'impianto verrà realizzato all'esterno delle zone IBA, la zona IBA più vicina (IBA-125 / FIUME BIFERNO) dista circa 2,6 km dalla SSE e 4,6 km dall'impianto agrivoltaico.

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.

Dalle valutazioni condotte l'impianto rientra nella zona classificata come "Zone di ripopolamento e cattura" ma risulta essere compatibile con essa.

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°2 "LAGO DI GUARDAFIERA-FORTORE MOLISANO", redatto ai sensi della Legge Regionale 1/12/1989 n. 24 ed approvato con Delibera di Consiglio Regionale n. 92 del 16-04-98 il piano n.2.

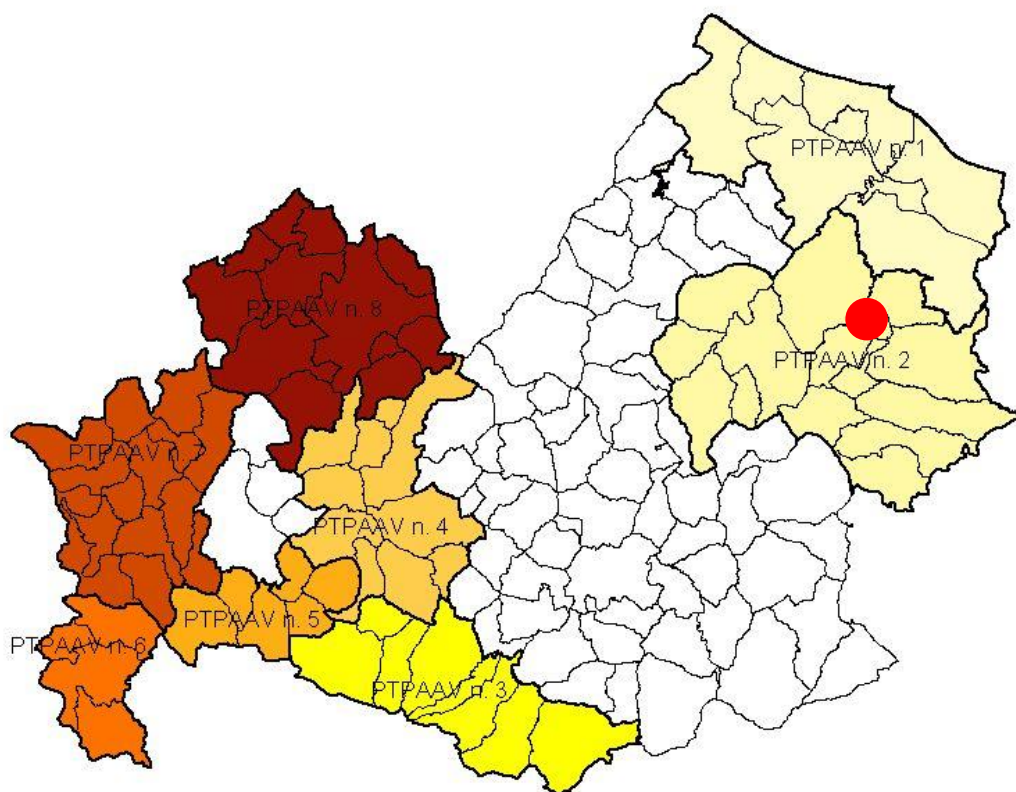


Figura 7 – Quadro unione P.T.P.A.A.V. Regione Molise

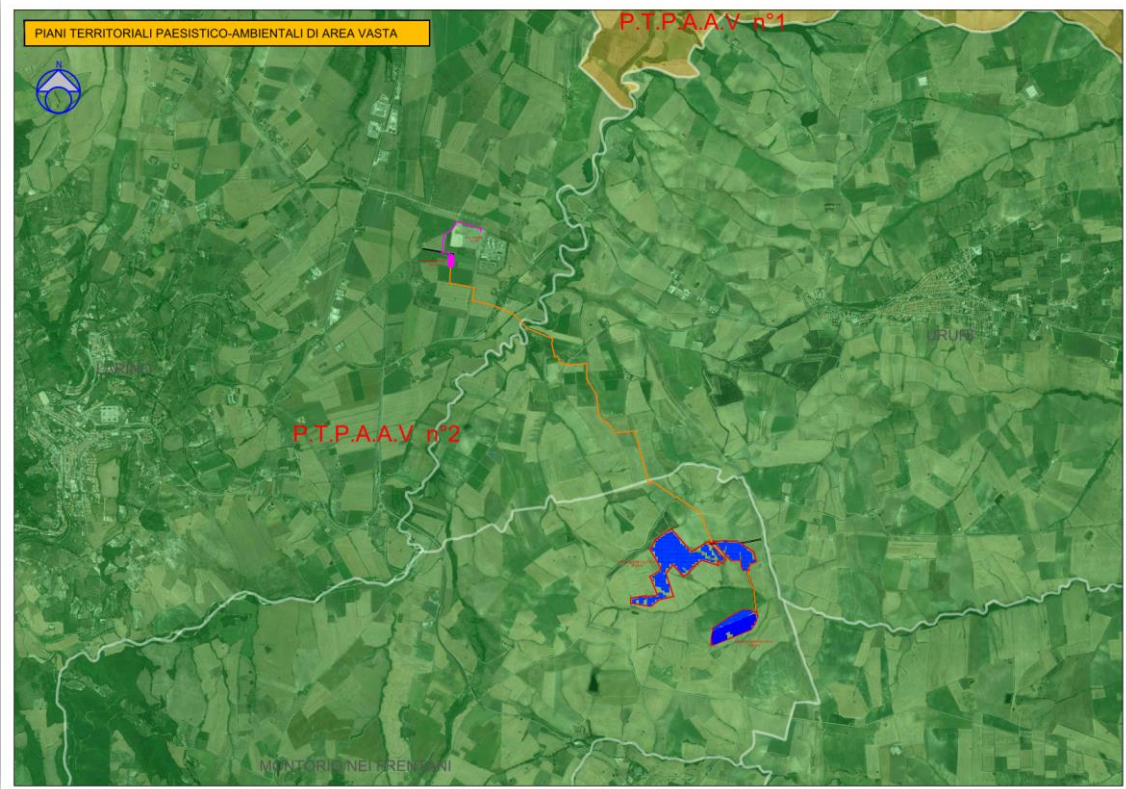


Figura 8 - Stralcio P.T.P.A.A.V. n.2 LAGO DI GUARDAFIERA-FORTORE MOLISANO

L'area vasta n 2 "Lago di Guardalfiera-Fortore Molisano" comprende i territori dei seguenti Comuni: Bonefro, Casacalenda, Colletorto, Guardalfiera, Larino, Lupara, Montelongo, Montorio nei Frentani, 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:

- *Pa "Aree con prevalenza di elementi di interesse agricolo di valore elevato"*
- *G₂ "Aree con prevalenza di elementi di pericolosità geologica di valore medio"*

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 seguenti 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.

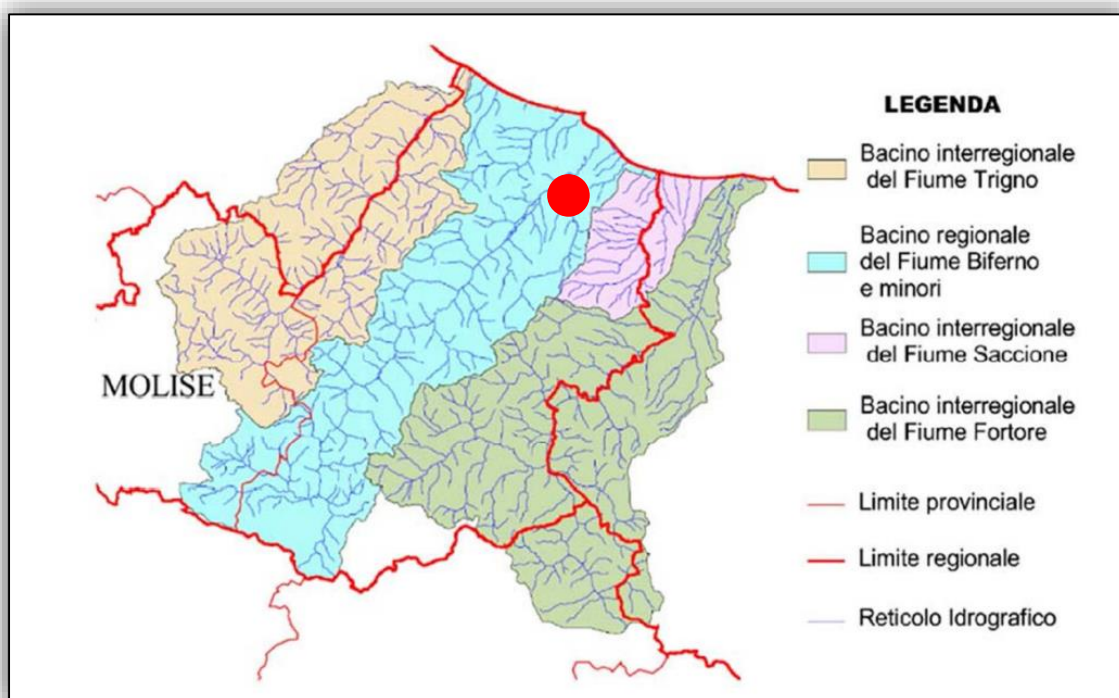


Figura 9 - Carta dei Bacini

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.

Nessuna delle aree di progetto ricade all'interno delle aree sottoposte a vincolo idrogeologico ai sensi del R.D. 23/12/1923.

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.

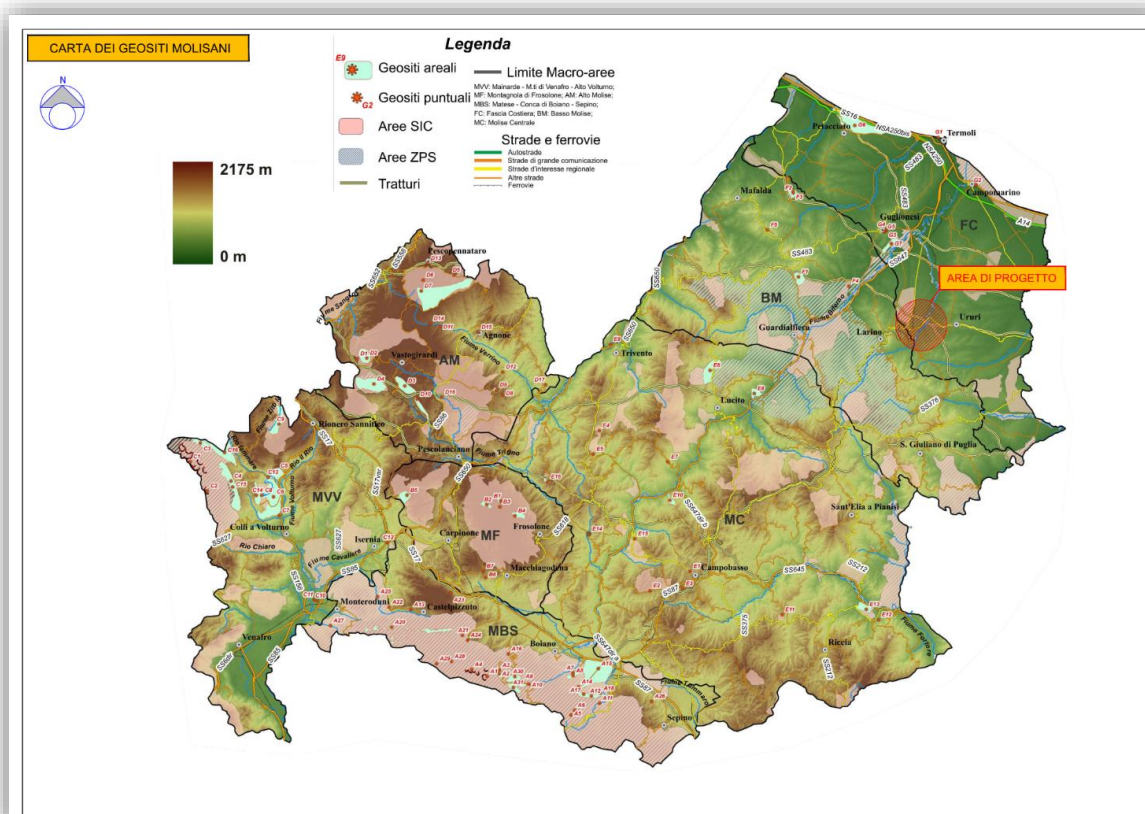


Figura 10 – Geositi del Molise

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 Montorio nei Frentani, Ururi e Larino risulta che sia l'impianto agrivoltaico, sia le opere connesse, ricadono in Zona Agricola come da seguente elaborato grafico.

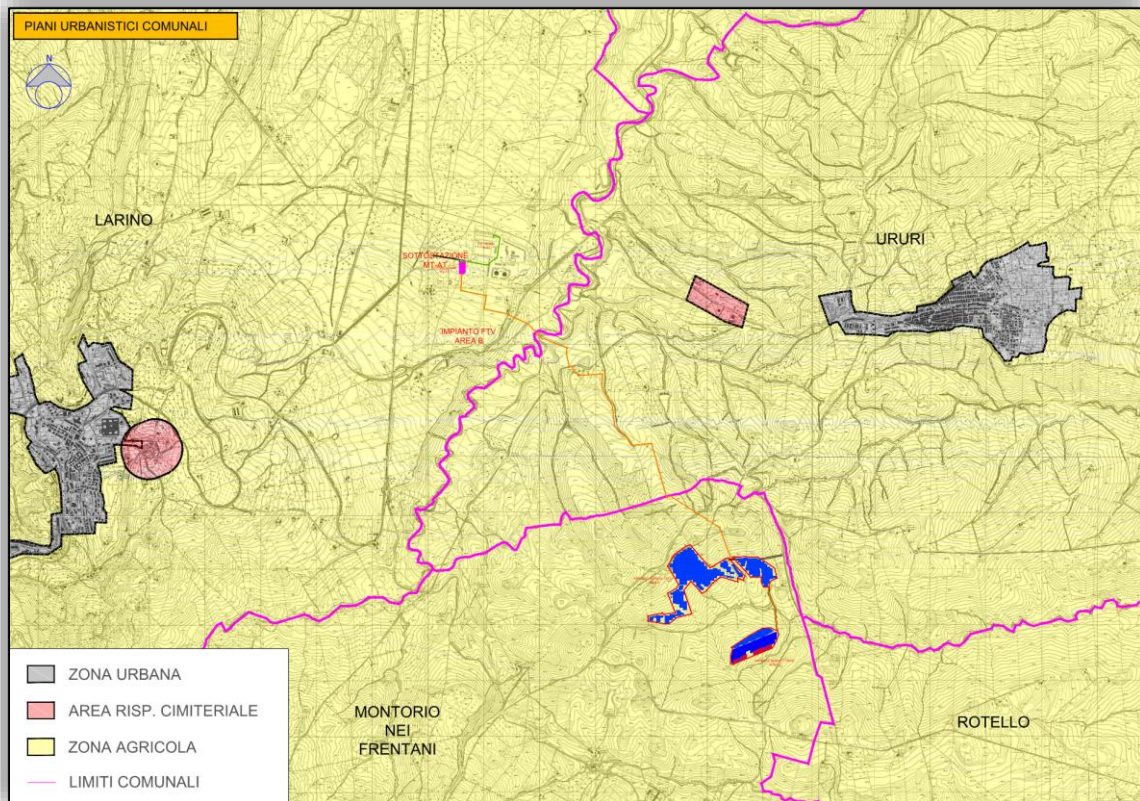


Figura 11- Inquadramento sui Piani Comunali Vigenti

Descrizione del contesto ambientale

L'impianto si colloca in Molise, provincia di Campobasso, in agro dei comuni di Montorio nei Frentani, Località Macchia (quota media del sito: 250m s.l.m.) e di Larino, in Località Piane di Larino (quota media del sito: 200m s.l.m.), distante, in linea d'aria, circa 5,3 km sud-ovest dal centro abitato di Montorio nei Frentani, a 4,20 km sud-est dal Comune di Rotello, a 2,3 km nord-est dal comune di Ururi e 4,6 Km ovest dal centro abitato di Larino.

Il comune di **Montorio nei Frentani** è situato tra le colline del Basso Molise, ad un'altitudine di circa 654 m s.l.m. e si trova a circa 70 chilometri a nord-est da Campobasso e 30 km da Termoli. Confina con i Comuni di Rotello, Ururi, Larino, Casacalenda, Bonefro, Palata, San Martino in Pensilis e Ururi. La popolazione residente ammonta a 397 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 **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.

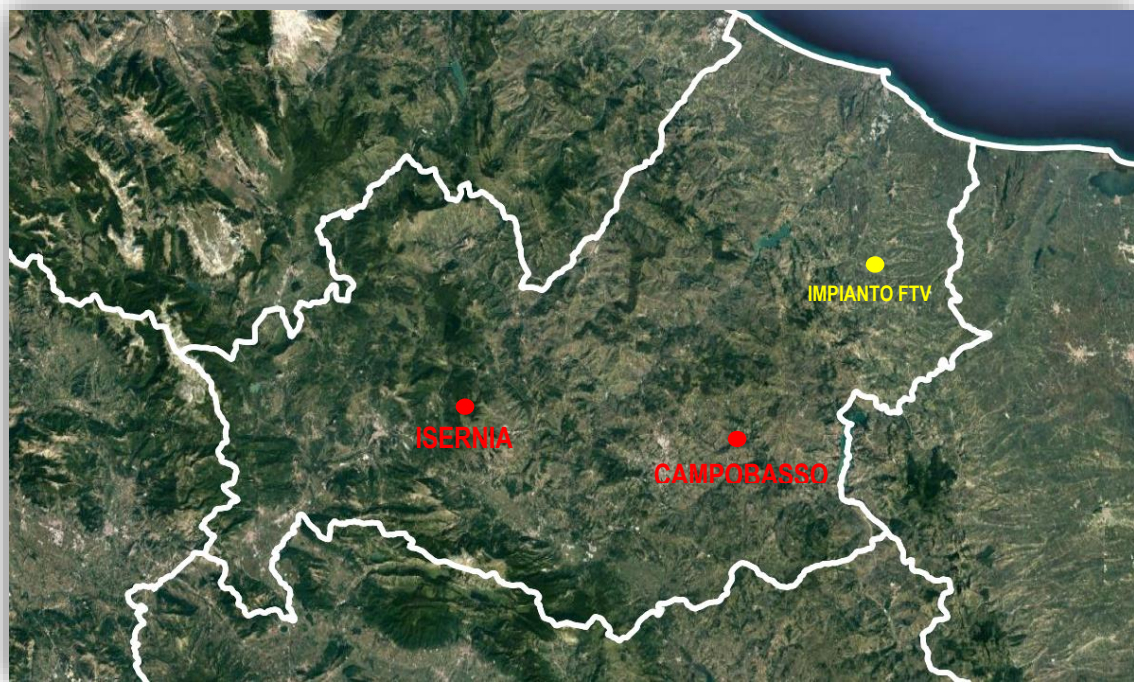


Figura 12 - Inquadramento Territoriale

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.

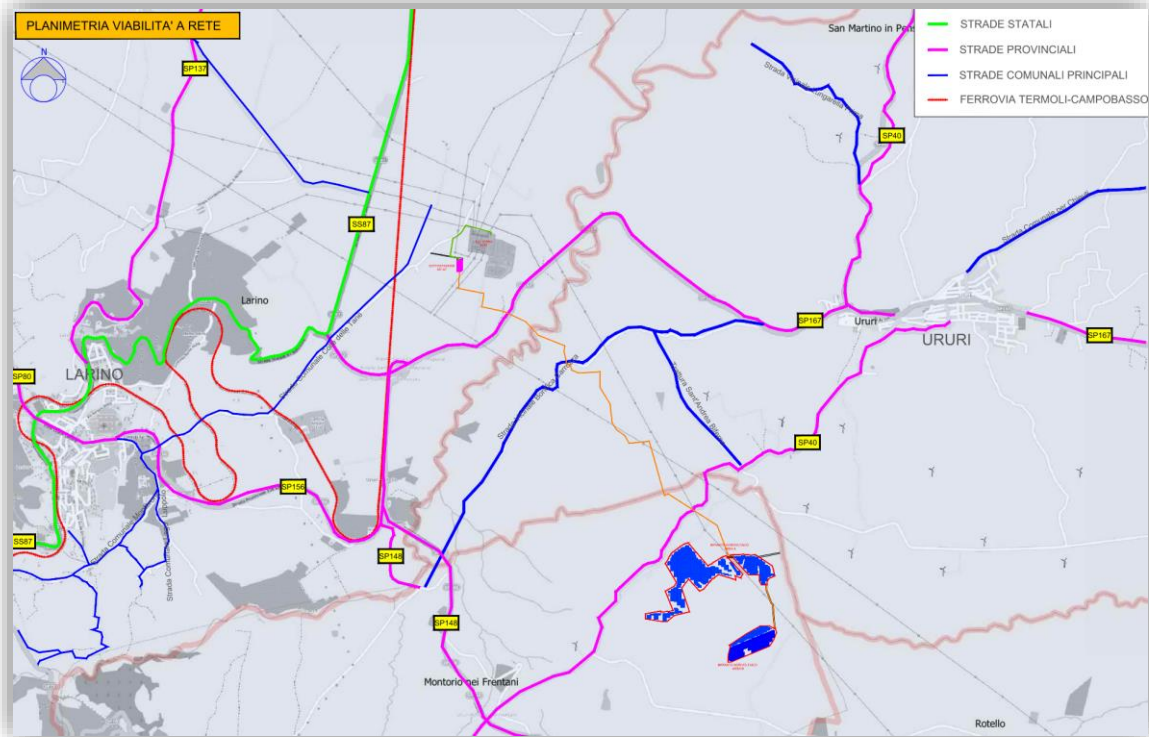


Figura 13 - Planimetria reti stradali

Documentazione Fotografica



Figura 14 – Area A impianto FTV vista da OVEST



Figura 15 - Area B impianto FTV vista da SUD

4. DESCRIZIONE DEL PROGETTO AGRIVOLTAICO

4.1. Descrizione generale

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale di **25.937,6 kWp** sui terreni siti nel territorio del Comune di Montorio nei Frentani (CB), in Località Macchia, e nei Comuni di Ururi e Larino(CB), in Località Piane di Larino, della relativa sottostazione nel Comune di Larino (CB). La denominazione dell'impianto sarà "LARINO 7".

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 e 4400 kVA. 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.6 campi di cui 4 nell'AREA A, posta più a NORD, e 2 nell'AREA B, posta più a SUD, ognuno facente capo ad una POWER-STATION, di diversa potenza, e 123 sottocampi tanti quanti sono i quadri di parallelo stringhe previsti in progetto.

L'energia convertita viene convogliata alla cabina di distribuzione MT, dove vengono messe in parallelo le linee provenienti dalle varie cabine e da lì convogliata tramite cavidotto 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 **36.143.000 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	6 758,74
TEP risparmiate in 20 anni	135 174,82

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]	15 017 416,50	2 530,01	11 565,76	361,43
Emissioni evitate in 30 anni [kg]	450 522 495,00	75 900,30	346 972,80	10 842,90

*Fonte dei dati: Rapporto ISPRA 2021

**Fonte dei dati: Rapporto ambientale ENEL 2021

La produzione fotovoltaica sarà garantita dalla presenza di 44.720 moduli fotovoltaici, della potenza di 580w cadauno, installati per la gran parte sia su strutture metalliche di tipo fisso che ad inseguimento monoassiali entrambi ancorati al terreno mediante paletti infissi.

L'impianto occuperà complessivamente 386.200 mq di cui:

- circa 331.050 mq recintati e relativi ai campi agrivoltaici;
- circa 55.150 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;

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:

- 44.720 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 580 Wp;
- n.123 Quadri di campo (STRING-BOX)
- n.6 inverter centralizzati;
- n.6 POWER-STATION (alloggio inverter, quadri MT e BT di campo, trasformatori MT-BT);
- n.1 cabina di distribuzione MT;
- n.1 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.1 cavidotto MT di connessione dell'impianto fotovoltaico 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:
 - Recinzioni;
 - Cancelli di ingresso;
 - Viabilità di servizio interna ai campi;
 - Piazzole di accesso alle cabine;
 - Strutture di supporto dei moduli FTV (SIA FISSI CHE INSEGUITORI MONOASSIALI);
 - Opere di mitigazione (siepi perimetrali sui lato OVEST-EST e SUD e alberi di roverella sul lati NORD);
- Opere agronomiche:
 - Piante di cisto 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, l'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 si è privilegiato l'utilizzo della viabilità pubblica, limitando a pochi metri la realizzazione della viabilità di accesso ex novo e delle piste di collegamento tra AREA A e AREA B e tra le Power Station.

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.

Le recinzioni 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 Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV da 580w aventi le seguenti caratteristiche:

www.jinkosolar.com



TR Bifacial 560-580 Watt

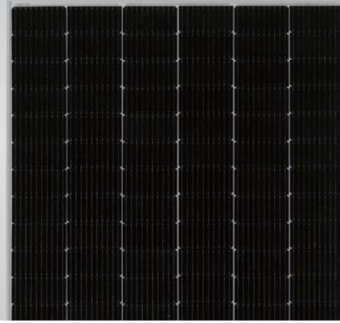
Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018 certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

TIGER Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (bi-facial up to 21.21%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.45% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
30 year linear power warranty



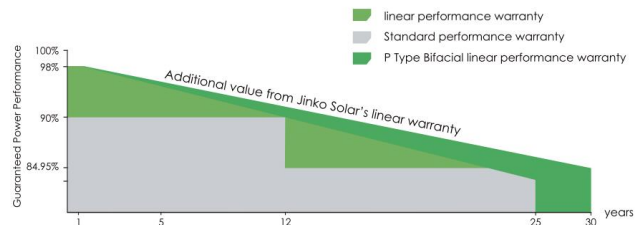
Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

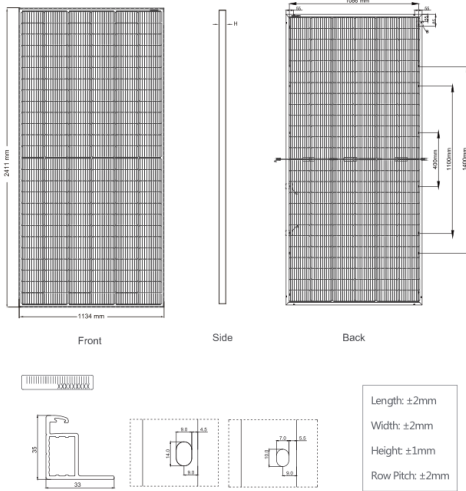


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

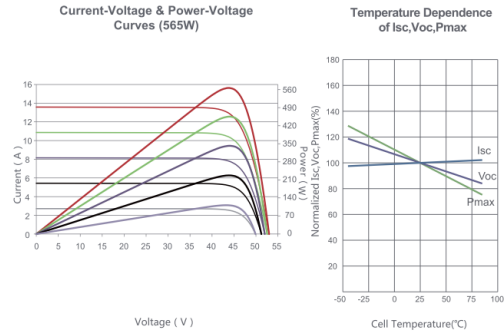
12 Year Product Warranty • 30 Year Linear Power Warranty
0.45% Annual Degradation Over 30 years



Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2411x1134x35mm (94.92x44.65x1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM560M-7RL4-TV		JKM565M-7RL4-TV		JKM570M-7RL4-TV		JKM575M-7RL4-TV		JKM580M-7RL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.65V	40.63V	43.77V	40.74V	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.26A	12.91A	10.32A	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.85V	49.88V	52.97V	50.00V	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V
Short-circuit Current (Isc)	13.51A	10.91A	13.59A	10.98A	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.03%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN

		588Wp	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp
5%	Maximum Power (Pmax)	588Wp	593Wp	599Wp	604Wp	609Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.51%	21.70%	21.89%	22.08%	22.27%
15%	Maximum Power (Pmax)	644Wp	650Wp	656Wp	661Wp	667Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.55%	23.76%	23.98%	24.19%	24.40%
25%	Maximum Power (Pmax)	700Wp	706Wp	713Wp	719Wp	725Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.60%	25.83%	26.06%	26.29%	26.52%

* STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 📏 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 📏 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌀 Wind Speed 1m/s

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

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

4.3. Strutture di sostegno dei moduli FTV

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici saranno di due tipologie, quella prevalente con strutture di tipo fisso con moduli orientati verso sud con una inclinazione di 30° e una limitata parte con strutture del tipo ad inseguitore monoassiale (tracker). Entrambe le tipologie di strutture sono realizzate con metallici, pali di sostegno ed elementi 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...).

La tipologia di struttura fissa è composta da pochi componenti di semplice montaggio e rapido montaggio, i moduli montati avranno una inclinazione rispetto all'orizzontale di 30° e saranno orientati verso SUD. 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.

Per quanto riguarda le strutture ad inseguimento saranno dotate dell'innovativo sistema di backtracking (monitoraggio a ritroso) che 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.



Figura 16 - Tracker

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 13-14- o 15, 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.24 STRING-BOX
- CAMPO 3: N.24 STRING-BOX
- CAMPO 4: N.24 STRING-BOX
- CAMPO 5: N.9 STRING-BOX
- CAMPO 6: N.18 STRING-BOX

Ciascuno string box è dotato di un numero massimo di 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 alloggiato 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 ai campi 1-2-3-4 , di Potenza pari a 4400 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 SC4400UP, un trasformatore BT/MT 0,6/30KV da 4400 KVA;
- **POWER-STATION N.2:** relativa al campo 6 , 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 5 , di Potenza pari a 2500 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 SC2500 EV-H, 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 **SC2500EV-H, SC4000UP E SC4400UP**, di cui si riportano di seguito le tabelle tecniche dei parametri elettrici e meccanici.

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, Start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 35°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	24 double pole fused (32 single pole fused) for PV		
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 DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power		
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 6)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V ⁷⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	> 2		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{8) 11)}	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ²⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 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)	IP65 / IP34 / IP34		
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁴⁾)	< 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 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 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 ¹²⁾ / 3000 m ¹²⁾	● / ○ / -	● / ○ / -	● / ○ / -
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		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	EN55011:2017, IEC/EN 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			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option “housekeeping“ not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p> <p>12) Available as a special version, earlier temperature-dependent de-rating and reduction of DC open-circuit voltage</p>			

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 ²⁾ / 3600 kVA	4200 kVA ³⁾ / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW ²⁾ / 2880 kW	3360 kW ³⁾ / 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⁾	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 > 2	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁹⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹⁰⁾	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	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 ⁹⁾	-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, IEEE1547, 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

Dati tecnici	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
Lato CC		
Range di tensione V_{CC} (a 25 °C / a 50 °C)	da 962 a 1325 V / 1000 V	da 1003 a 1325 V / 1040 V
Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, Start}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Tensione CC max. $V_{CC, max}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC, max}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max $I_{CC, sc}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettoria con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm ²	
Zone Monitoring integrato	○	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
Lato CA		
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)	4400 kVA ⁽¹³⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ⁽¹⁴⁾ / 4140 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) ⁽¹⁵⁾	3960 kW ⁽¹³⁾ / 3564 kW	4140 kW ⁽¹⁴⁾ / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3520 kW ⁽¹³⁾ / 3168 kW	3680 kW ⁽¹⁴⁾ / 3312 kW
Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA ⁽¹⁶⁾	660 V / 528 V a 759 V	690 V / 552 V a 759 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz 60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti ⁽¹⁾	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile ^{(8) (10)}	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
Grado di rendimento europeo		
Efficienza max ⁽²⁾ / efficienza europea ⁽²⁾ / efficienza CEC ⁽³⁾	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,9 % / 98,7 % / 98,5 %
Dispositivi di protezione		
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifulmine III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	○ / ○	
Monitoraggio dell'isolamento	○	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
Dati generali		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autoconsumo (max. ⁽⁴⁾ / carico parziale ⁽⁵⁾ / medio ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autoconsumo (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperature di funzionamento ⁽⁸⁾	-25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F	
Rumorosità ⁽⁷⁾	63,0 dB(A)*	
Range di temperature (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperature (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m. ⁽⁹⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / -	
Fabbisogno d'aria fresca	6500 m ³ /h	
Dotazione		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Farbe involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	○ (2,5 kVA)	
rispetta le norme e direttive	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
Norme CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetta direttive e standard di qualità	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Dotazione di serie ○ Opzionale – Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4400 UP	SC 4600 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:

- **CAMPI 1-2-3-4**

Potenza nominale (kVA)	4400
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

- **CAMPO 5**

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

- **CAMPO 6**

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

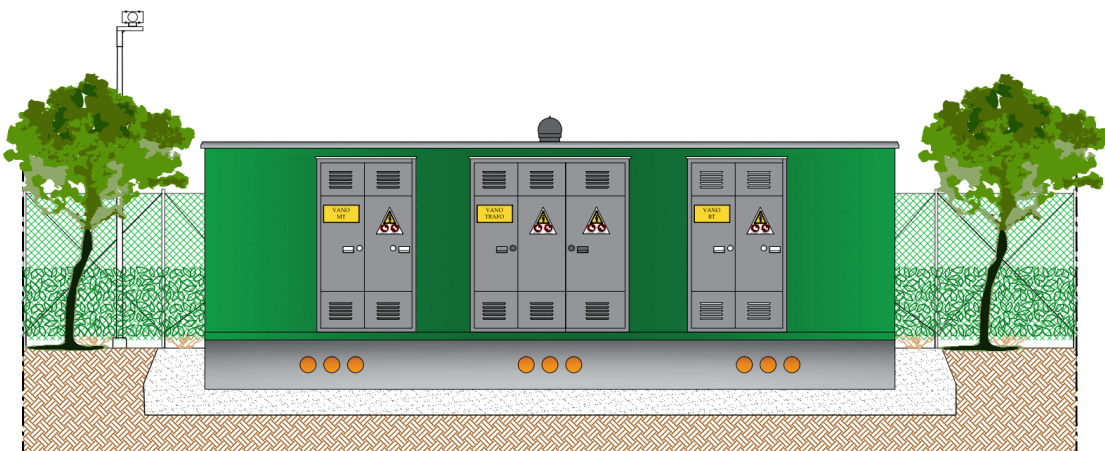
4.10. Cabine elettriche

Oltre alle POWER-STATION sarà realizzata 1 cabina di distribuzione MT, una per l'intero impianto, all'interno della quale arriveranno le linee MT provenienti dalle POWER-STATION e dalla quale partirà la linea 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:

- 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;
- 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, per quanto possibile utilizzare aree e terreni 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 1 → CABINA DI DISTRIBUZIONE MT
- **TRATTO 2:** POWER-STATION 4 → POWER-STATION 3
- **TRATTO 3:** POWER-STATION 3 → POWER-STATION 2
- **TRATTO 4:** POWER-STATION 2 → CABINA DI DISTRIBUZIONE MT ZONA A
- **TRATTO 5:** CABINA DI DISTRIBUZIONE MT → CABINA UTENTE SOTTOSTAZIONE MT/AT

IMPIANTO ZONA B:

- **TRATTO 6:** POWER-STATION 6 → POWER-STATION 5
- **TRATTO 1:** POWER-STATION 5 → CABINA DI DISTRIBUZIONE MT ZONA A

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.

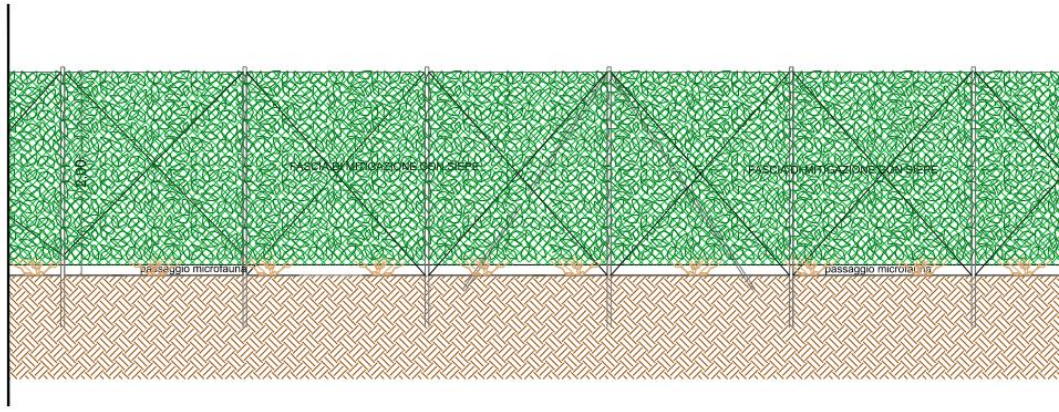


Figura 17 – Recinzione perimetrale

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.

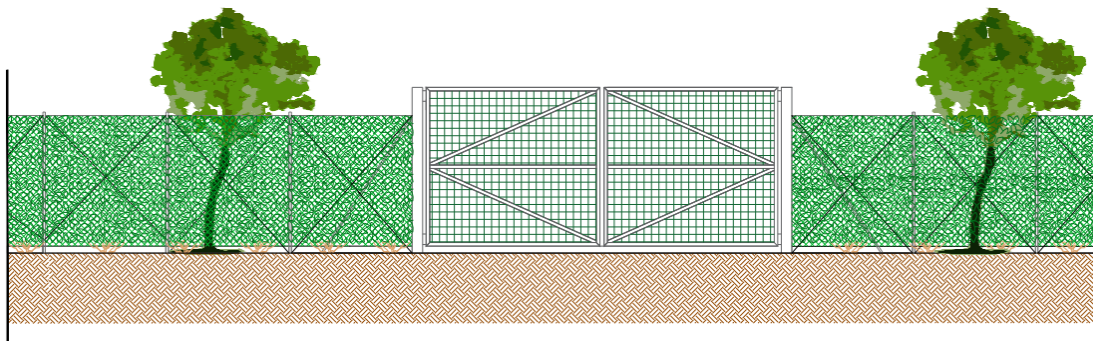


Figura 18 – Cannello di Ingresso

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 tra campi e 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 mediante piantumazione di siepi perimetrali lungo lati EST-OVEST-SUD e arbusti di roverella lungo la recinzione lati NORD;
- inerbimento nelle aree non interessate da piantumazione di siepi o arbusti;
- 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.

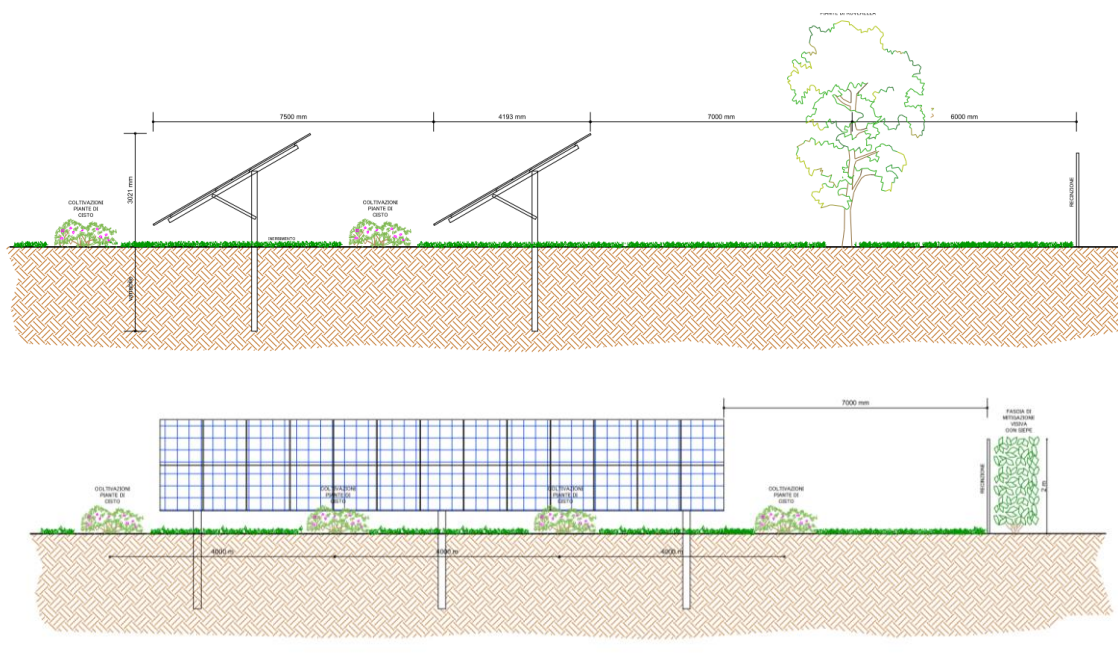
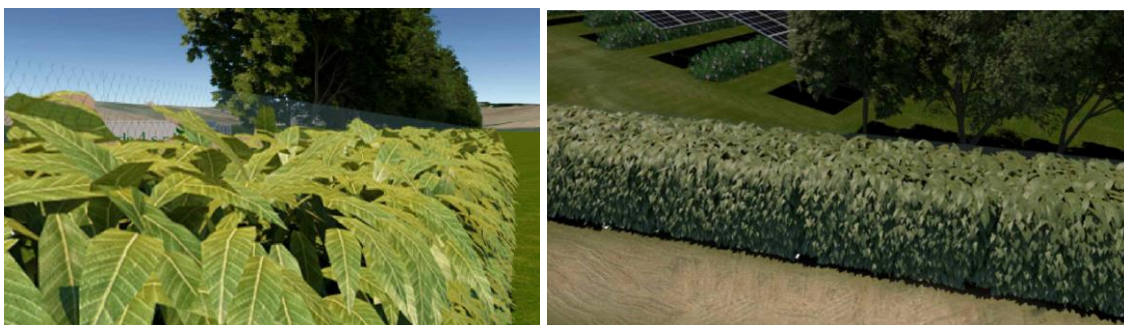


Figura 19 –Opere di mitigazione

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'utilizzo dei terreni recintanti e privi di moduli fotovoltaici per attività di coltivazione del fondo mediante piantumazione di alberi di mandorlo nano e di piante leguminose.

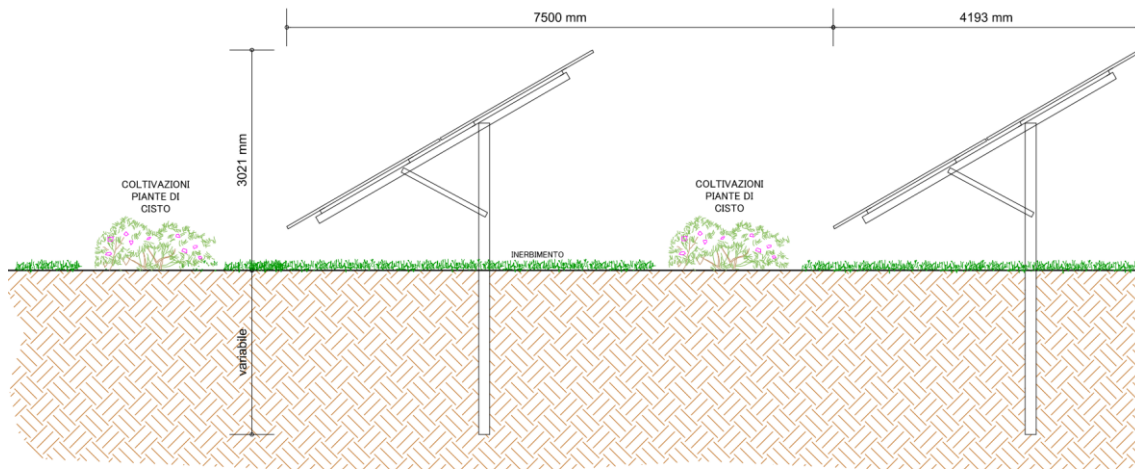
In un quadro globale, dove l'esigenza di produrre energia da "fonti pulite" deve assolutamente confrontarsi con la salvaguardia e il rispetto dell'ambiente nella sua componente "suolo", si inserisce la proposta di una virtuosa integrazione fra impiego agricolo ed utilizzo fotovoltaico del suolo, ovvero 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 ne 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 cisto e negli spazi residui, anche sotto i moduli fotovoltaici, il completo inerbimento. 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 i 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.

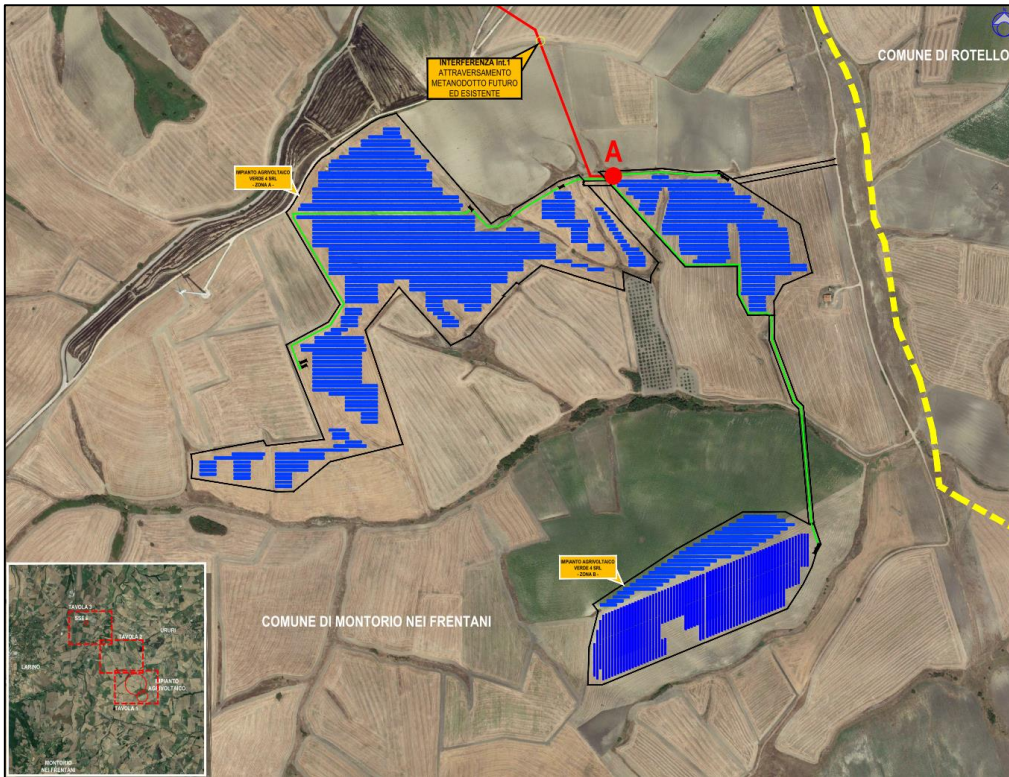
5.2. Individuazione interferenze e soluzioni tecniche proposte

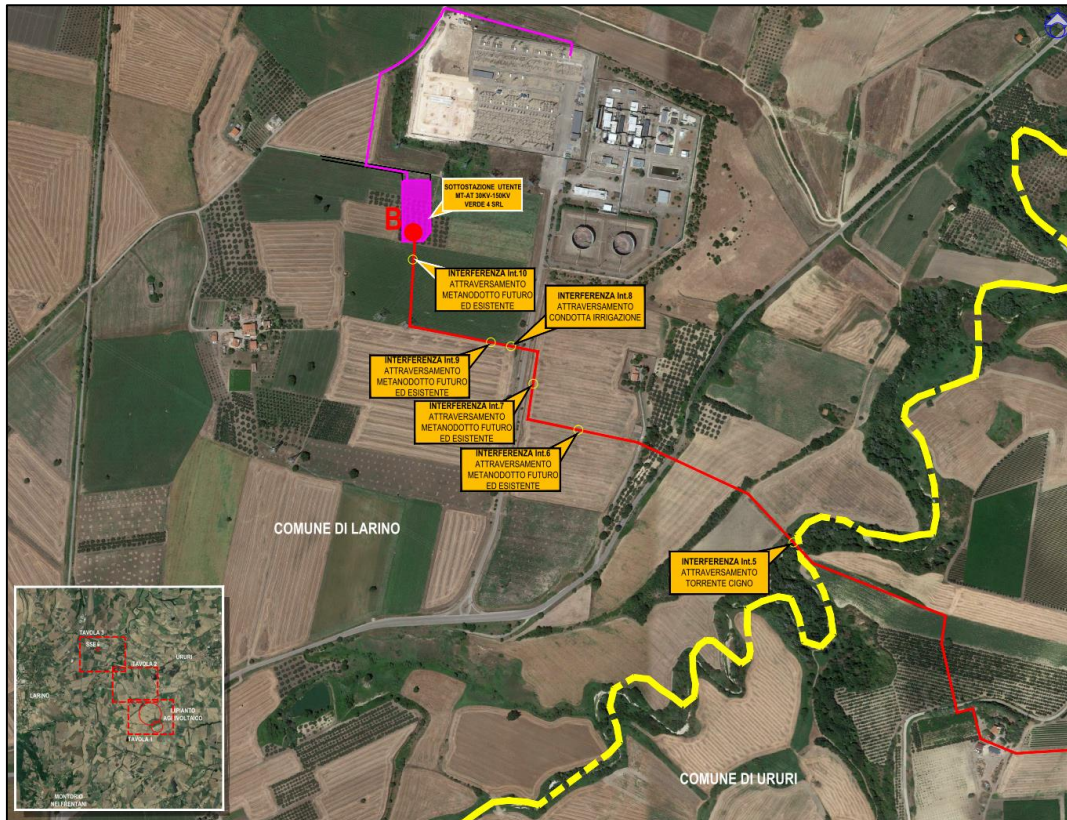
Come già anticipato nei precedenti paragrafi, le interferenze delle opere in progetto riguardano la realizzazione del cavidotto MT di collegamento tra i campi fotovoltaici e la SSE AT/MT.

Le interferenze rilevate sono le seguenti:

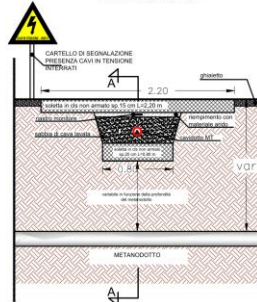
- Intersezione con condotta acquedotto;
- Intersezione con futura ed esistente rete gas;
- Intersezione con condotta di irrigazione;
- Attraversamento Torrente Cigno.

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

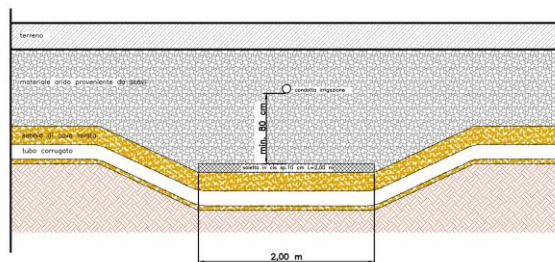




PARTICOLARE 1
ATTRAVERSAMENTO
METANODOTTO



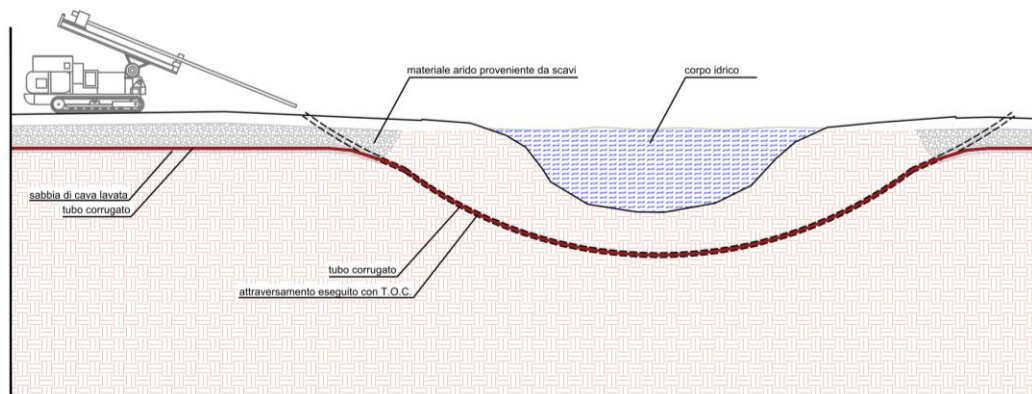
PARTICOLARE 2
ATTRAVERSAMENTO
CONDOTTA IRRIGAZIONE/ACQUEDOTTO



PARTICOLARE 3

ATTRAVERSAMENTI MEDIANTE TRIVELLAZIONE ORIZZONTALE CONTROLLATA

L'attraversamento verrà realizzato con la tecnica denominata T.O.C. , tale metodologia prevede l'impiego di un impianto costituito da rampa inclinata sulla quale trasla un carrello mobile che provvede alla rotazione e alla spinta delle aste di perforazione.



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 stirngia;
- 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 guardiania, 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.

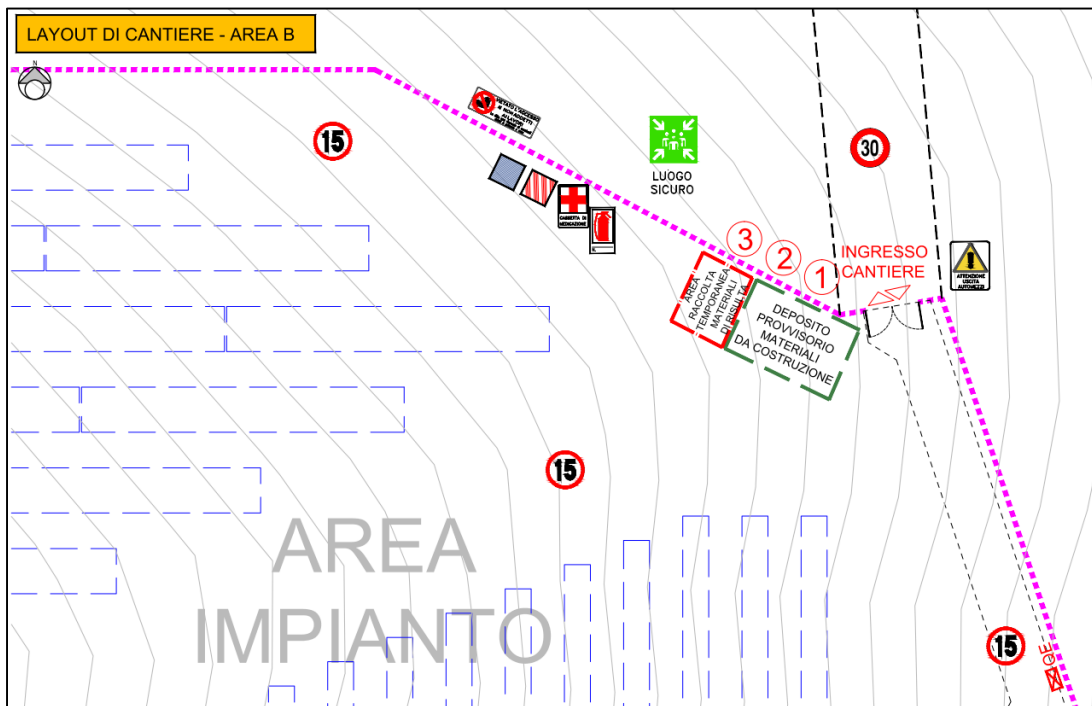
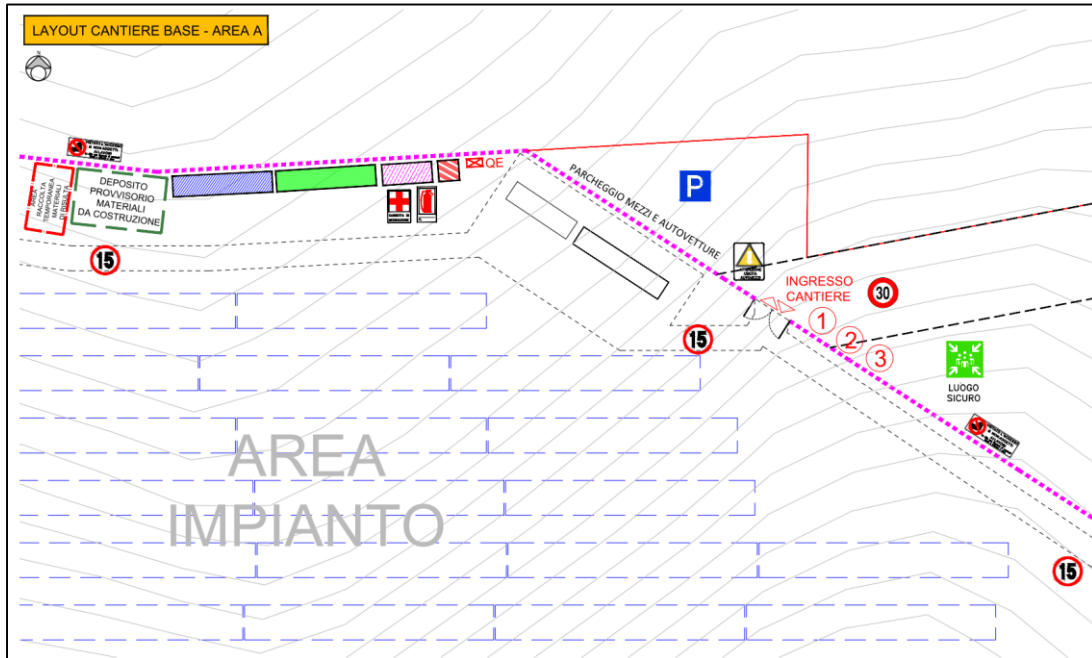
Ogni AREA sarà dotata di autonoma recinzione, cancelli di ingresso, viabilità interna e aree di stoccaggio materiali a terra; questa organizzazione in AREE autonome permette l'avanzamento dei lavori in maniera coordinata ed in sicurezza rispetto alle altre AREE evitando interferenze tra le stesse.

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.

Si riportano di seguito gli stralci della area di cantiere previste in progetto.



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

7. QUADRO ECONOMICO DEL PROGETTO

Si riporta di seguito il quadro economico del progetto.

QUARO ECONOMICO GENERALE				
DESCRIZIONE		IMPORTI IN €	IVA	TOTALE CON IVA IN €
A)	COSTO DEI LAVORI			
A.1)	Interventi previsti	12 293 141.97	10%	13 522 456.17
A.2)	Oneri di sicurezza	250 283.67	10%	275 312.04
A.3)	Opere di mitigazione	121 996.34	10%	134 195.97
A.4)	Spese previste da Studio di Impatto Ambientale, Studio Preliminare Ambientale e Progetto di Monitoraggio Ambientale	40 391.45	10%	44 430.60
A.5)	Opere connesse	964 700.00	10%	1 061 170.00
	TOTALE A	13 670 513.43		15 037 564.77
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,	163 200.00	22%	199 104.00
b.2)	Spese consulenza e supporto tecnico	72 000.00	22%	87 840.00
B.3)	Collaudo tecnico e amministrativo, collaudo statico ed altri eventuali collaudi specialistici (specificare: monitoraggio ambientale,....)	38 400.00	22%	46 848.00
B.4)	Spese per Rilievi, accertamenti, prove di laboratorio, indagini (incluse le spese per le attività di monitoraggio ambientale)	38 400.00	22%	46 848.00
B.5)	Oneri di legge su spese tecniche B.1), B.2), B.4) e collaudi B.3)	13 000.00	22%	15 860.00
B.6)	Imprevisti	250 000.00	10%	275 000.00
B.7)	Spese varie (espropri, servitù, ecc)	95 000.00	10%	104 500.00
	TOTALE B	670 000.00		776 000.00
C)	eventuali altre imposte e contributi dovuti per legge (...specificare) oppure indicazione della disposizione relativa l'eventuale esonero.	-	22%	-
	TOTALE COMPLESSIVO A+B+C	14 340 513.43		15 813 564.77

8. 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 e separati per tipologia installativa, ovvero con strutture fisse o tracker.

PARTE IMPIANTO SU STRUTTURA FISSA

Project summary

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

System summary

Grid-Connected System PV Field Orientation Fixed plane Tilt/Azimuth 30 / 0 °	Sheds, single array Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	User's needs Unlimited load (grid)
System information PV Array Nb. of modules 38012 units Pnom total 22.05 MWp	Inverters Nb. of units 5 units Pnom total 20.10 MWac Pnom ratio 1.097	

General parameters

Grid-Connected System		Sheds, single array			
PV Field Orientation		Sheds configuration		Models used	
Orientation		Nb. of sheds	75 units	Transposition	Perez
Fixed plane		Single array		Diffuse	Perez, Meteonorm
Tilt/Azimuth	30 / 0 °	Sizes		Circumsolar	separate
		Sheds spacing	7.50 m		
		Collector width	4.84 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	64.6 %		
		Top inactive band	0.02 m		
		Bottom inactive band	0.02 m		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	36.5 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	100 %		
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions			
Sheds spacing	7.50 m	Ground albedo	0.25		
Sheds width	4.88 m	Bifaciality factor	70 %		
Limit profile angle	36.5 °	Rear shading factor	5.0 %		
GCR	65.1 %	Rear mismatch loss	10.0 %		
Height above ground	0.60 m	Module transparency	0.0 %		

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM580M-7RL4-TV	Model	Sunny Central 4400 UP
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	4400 kWac
Number of PV modules	34684 units	Number of inverters	4 units
Nominal (STC)	20.12 MWp	Total power	17600 kWac
Array #1 - Campo 1			
Number of PV modules	8164 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4735 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	314 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	962-1325 V
Pmpp	4319 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
U mpp	1039 V		
I mpp	4156 A		
Array #2 - Campo 2.3.4			
Number of PV modules	26520 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	15.38 MWp	Total power	13200 kWac
Modules	1020 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	962-1325 V
Pmpp	14.03 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
U mpp	1039 V		
I mpp	13500 A		

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.6 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.989	0.964	0.922	0.729	0.000

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.89 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - Campo 1

Global array res. 4.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - Campo 2.3.4

Global array res. 1.3 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - Campo 5

Global array res. 10 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 660 Vac tri
Loss Fraction 14.86 % at STC

Inverters: Sunny Central 4400 UP, Sunny Central 2500-EV

Wire section (5 Inv.) Copper 5 x 3 x 1200 mm²
Average wires length 870 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Wires Copper 3 x 500 mm²
Length 550 m
Loss Fraction 0.05 % at STC

AC losses in transformers

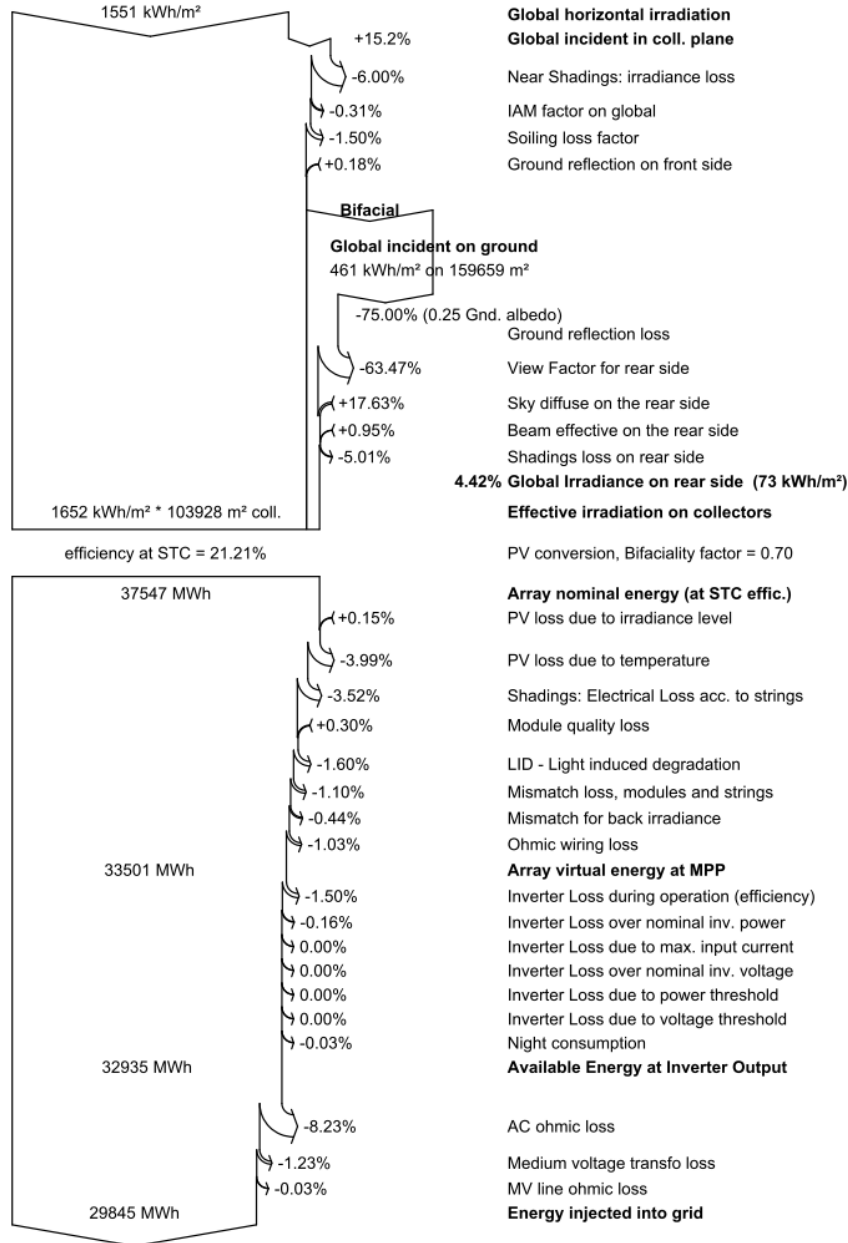
MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 21646 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 21.65 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.20 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

Loss diagram



PARTE IMPIANTO SU STRUTTURA SU TRACKER

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	Inverters	
PV Array		
Nb. of modules 6552 units	Nb. of units 1 Unit	
Pnom total 3800 kWp	Pnom total 4000 kWac	
	Pnom ratio 0.950	

General parameters

Grid-Connected System	Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation	Backtracking strategy	Models used
Orientation	Nb. of trackers 50 units	Transposition Perez
Tracking plane, horizontal N-S axis	Single array	Diffuse Perez, Meteonorm
Axis azimuth 0 °	Sizes	Circumsolar separate
	Tracker Spacing 5.50 m	
	Collector width 2.41 m	
	Ground Cov. Ratio (GCR) 43.8 %	
	Left inactive band 0.02 m	
	Right inactive band 0.02 m	
	Phi min / max. +/- 55.0 °	
	Backtracking limit angle	
	Phi limits +/- 63.4 °	
Horizon	Near Shadings	User's needs
Free Horizon	According to strings	Unlimited load (grid)
	Electrical effect 100 %	
Bifacial system		
Model 2D Calculation		
	unlimited trackers	
Bifacial model geometry	Bifacial model definitions	
Tracker Spacing 5.50 m	Ground albedo 0.25	
Tracker width 2.45 m	Bifaciality factor 70 %	
GCR 44.6 %	Rear shading factor 5.0 %	
Axis height above ground 1.60 m	Rear mismatch loss 10.0 %	
	Module transparency 0.0 %	

PV Array Characteristics

PV module	Inverter
Manufacturer Jinkosolar	Manufacturer SMA
Model JKM580M-7RL4-TV	Model Sunny Central 4000 UP
(Custom parameters definition)	(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 580 Wp	Unit Nom. Power 4000 kWac
Number of PV modules 6552 units	Number of inverters 1 unit
Nominal (STC) 3800 kWp	Total power 4000 kWac
Modules 252 Strings x 26 In series	Operating voltage 880-1325 V
At operating cond. (50°C)	Pnom ratio (DC:AC) 0.95
Pmpp 3466 kWp	
U mpp 1039 V	
I mpp 3335 A	
Total PV power	Total inverter power
Nominal (STC) 3800 kWp	Total power 4000 kWac
Total 6552 modules	Nb. of inverters 1 Unit
Module area 17914 m ²	Pnom ratio 0.95
Cell area 16875 m ²	

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 5.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Serie Diode Loss

Voltage drop 0.7 V
Loss Fraction 0.1 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 1.6 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 1.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.989	0.964	0.922	0.729	0.000

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 600 Vac tri
Loss Fraction 14.12 % at STC

Inverter: Sunny Central 4000 UP

Wire section (1 Inv.) Copper 1 x 3 x 1200 mm²
Wires length 870 m

MV line up to Injection

MV Voltage 30 kV
Wires Copper 3 x 500 mm²
Length 550 m
Loss Fraction 0.01 % at STC

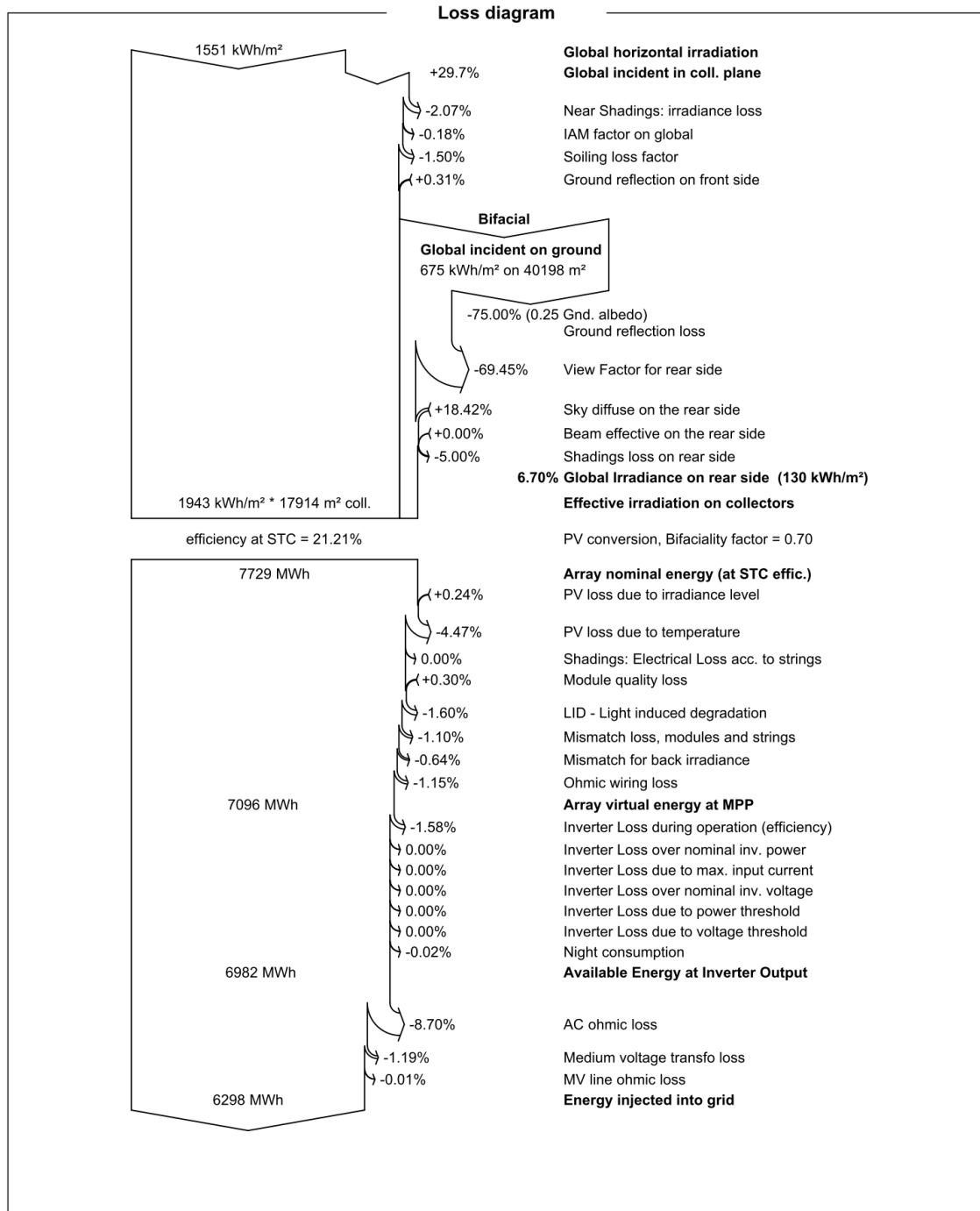
AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 30 kV

Operating losses at STC

Nominal power at STC 3730 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 3.73 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.97 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC



In definitiva la produzione complessiva annua attesa di energia risulta essere pari a: **36.143.000 KWh/anno.**