

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	 GVC SERVIZI DI INGEGNERIA

Committente	VERDE 4 S.R.L.	 Verde 4 s.r.l.	
Comune	COMUNI DI LARINO - URURI - MONTORIO NEI FRENTANI (CB)	COD. RIF	G/129/03/A/01/PD
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)	ELABORATO	FILE
		Categoria	N.°
		PD	Scala
Oggetto	PROGETTO DEFINITIVO RELAZIONE IMPIANTO FOTOVOLTAICO	RT-04 <small>Questo disegno è di nostra proprietà riservata a termine di legge e ne è vietata la riproduzione anche parziale senza nostra autorizzazione scritta</small>	

Sommario

1	PREMESSA.....	3
1.1	CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI.	3
1.2	RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE.....	3
1.3	SISTEMA DI RICICLO	3
2	DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI	4
2.1	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO	4
2.2	DEFINIZIONI.....	5
2.3	RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI	5
2.4	MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT	6
	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI.....	6
	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO	7
	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO	7
	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI.....	8
	PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRETTI	9
	PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI	10
2.5	QUALITA' DEI MATERIALI	10
3	DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV	11
3.1	DATI DI PROGETTO.....	17
3.2	CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ	19
3.3	GENERATORE FOTOVOLTAICO.....	30
3.4	CONVERTITORI CC/CA.....	32

3.5	POWER-STATION.....	36
3.6	QUADRO DI BASSA TENSIONE	36
3.7	TRASFORMATORE BT/MT	36
3.8	QUADRI DI MEDIA TENSIONE	37
3.9	CAVI ELETTRICI	37
3.10	POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE	37
3.11	IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE.....	38
	IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE.....	38
3.12	CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO	39
3.13	INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO	42
3.14	MONTAGGIO COMPONENTI	44
3.15	COLLAUDI	44
	PROVE DI TIPO	44
	PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA	44
	VERIFICHE IN CANTIERE	45
	PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO	45
3.16	VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO	46

1 PREMESSA

Lo scopo del presente documento quello di definire ed illustrare gli aspetti tecnici dell'impianto di generazione elettrica con utilizzo della fonte rinnovabile solare attraverso conversione fotovoltaica. Il progetto infatti prevede la realizzazione di un impianto agrivoltaico della potenza nominale di **25.937,60** kWp da installarsi sui terreni siti nel territorio dei Comuni di Montorio nei Frentani-Ururi-Larino (CB), nelle località Macchia, e della relativa sottostazione MT/AT da realizzare nel Comune di Larino (CB) in prossimità della SE di trasformazione 380/150KV di Terna di Larino. L'impianto è denominato "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.

1.1 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI E DESCRITTIVE DEI MATERIALI PRESCELTI

Le caratteristiche dei materiali che costituiscono l'impianto fotovoltaico (pannelli solari e inverter) sono ampiamente descritte nel prosieguo della presente relazione, mentre le strutture di sostegno, realizzate in acciaio opportunamente zincato a caldo, sono descritte in dettaglio negli elaborati dedicati.

1.2 RETE ESTERNA ATTA A SODDISFARE LE ESIGENZE DI CONNESSIONE

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili ed alla normativa vigente per il cui dettaglio si rimanda alla relazione specialistica dedicata. L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti.

1.3 SISTEMA DI RICICLO

Al termine della vita utile di un impianto fotovoltaico, ove non sia possibile riutilizzare i pannelli presso altri impianti, i moduli verranno prelevati da operatori ambientali addetti a separare i materiali riciclabili da quelli inerti non riutilizzabili.

A tal proposito, i principali componenti di un pannello sono:

- silicio;
- vetro;

- metalli (cornice e contatti);
- componenti elettrici.

Circa il 95% del modulo (in peso) è quindi composto da materiali "nobili" che possono essere riciclati per altri utilizzi. Il resto è formato da rifiuti inerti che sono smaltiti presso una comune discarica.

I pannelli possono essere prelevati sul sito da un soggetto pubblico o privato specializzato in ambito di recupero materiali, che potrà agevolmente sottoporli ad un processo di riciclo e smaltimento strutturato nelle seguenti macrofasi:

- 1) separazione e lavaggio dei vetri (invio dei vetri presso le industrie del settore);
- 2) separazione dei componenti metallici del modulo;
- 3) purificazione dei metalli riutilizzabili per il riciclo;
- 4) smaltimento degli inerti rimanenti presso una discarica.

Il processo di smaltimento, data l'assenza di materiali pericolosi o inquinanti tra i componenti del pannello, non necessita di particolari competenze e può essere gestito da uno dei numerosi operatori ambientali presenti sul territorio.

2 DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI

Lo studio del trasporto dell'energia fino alla cabina di consegna è stato incentrato su criteri di massima sicurezza e minimo impatto ambientale. La centrale è un impianto di generazione dell'energia elettrica di potenza nominale complessiva **25.937,60 kWp**, ed è ubicato nelle campagne dei Comuni di Montorio nei Frentani-Ururi-Larino in provincia di Campobasso. L'energia prodotta da ciascun campo FV in bassa tensione (per un totale di 6 campi) viene elevata alla tensione di 30 KV dal trasformatore presente nella Power-Station e trasportata mediante cavo MT interrato alla sottostazione 30/150KV che sarà ubicata nel comune di Larino (CB) in prossimità della SE di trasformazione di Terna a 380/150 kV di Larino.

Tutte le opere elettriche saranno realizzate nel rispetto delle norme di legge, in conformità del Codice di Rete TERNA, delle norme CEI applicabili.

Particolare attenzione verrà posta alla verifica delle possibili esposizioni delle persone alle radiazioni elettromagnetiche dovute agli elettrodotti, assicurandosi che tali emissioni siano al di sotto del valore di sicurezza di 10 μ T per le aree normalmente disabitate ed al valore di 3 μ T, fissato come obiettivo di qualità, per i luoghi normalmente (leggasi oltre 4h/g pro capite) abitati.

2.1 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

È prevista la realizzazione delle seguenti opere:

- 1) Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare-fotovoltaica

- 2) Trasformazione dell'energia elettrica BT/MT (Power-Station complete di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
- 3) Trasformazione dell'energia elettrica MT/AT (cabina elettrica di trasformazione e consegna completa di apparecchiature di protezione, sezionamento e controllo);
- 4) Impianto di connessione alla rete AT di distribuzione nazionale;
- 5) Distribuzione elettrica BT (all'interno del campo fotovoltaico);
- 6) Distribuzione elettrica MT a 30 kV;
- 7) Distribuzione elettrica AT a 150kV (tra la Sottostazione Utente 30/150kV e la stazione elettrica di Terna);
- 8) Impianto elettrico al servizio delle cabine elettriche di campo, di trasformazione e di connessione;
- 9) Impianto di alimentazione utenze in continuità assoluta;
- 10) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria locali tecnici;
- 11) Impianti di servizio: illuminazione di sicurezza locali tecnici, realizzato con lampade autoalimentate;
- 12) Impianti di servizio: illuminazione ordinaria nelle aree antistanti ai locali tecnici;
- 13) Impianto di terra;
- 14) Esecuzione delle opere murarie varie nelle cabine elettriche;
- 15) Scavi, interri e ripristini per la posa delle condutture e dei dispersori di terra (nel campo fotovoltaico e nelle cabine).

2.2 DEFINIZIONI

Nella presente relazione verranno utilizzati i termini e le definizioni riportate nella vigente normativa CEI (con particolare riferimento alle norme CEI 11-20 "impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", CEI 82-25 guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e Bassa tensione).

2.3 RIFERIMENTI NORMATIVI E LEGISLATIVI

Gli impianti elettrici dovranno essere realizzati nel rispetto delle disposizioni seguenti:

- 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;

Si richiamano le prescrizioni degli Enti Locali preposti ai controlli: USL, ISPESL, Vigili del Fuoco, del gas, etc.

Si sottolinea che dovranno essere osservate altresì le norme: CEI, UNI e le tabelle CEI UNEL. Relativamente alle norme CEI dovranno essere rispettate quelle in vigore all'atto esecutivo dei lavori con particolare riferimento, a titolo esemplificativo, e non esaustivo, alle Norme di seguito elencate.

2.4 MISURE DI PROTEZIONE IMPIANTI MT

MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRA CORRENTI

La protezione dei conduttori dagli effetti dannosi causati dalle sovracorrenti è garantita da dispositivi automatici in grado di interrompere le correnti di sovraccarico fino al cortocircuito.

I dispositivi previsti sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo elettronico per taglie sopra i 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici scatolati provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 100A a 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici modulari provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 5A a 60A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori modulari combinati con fusibili gL (CEI 32-1) per la protezione dei circuiti voltmetrici e dei circuiti di segnalazione sui quadri elettrici.

Le caratteristiche corrente/tempo di intervento dei dispositivi di protezione sono le seguenti:

- curve di intervento selezionabili per i dispositivi con sganciatori elettronici;
- curva di intervento "C" ($I_{magnetica} = 5 \div 10 \times I_{nominale}$) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" ($I_{magnetica} = 10 \div 15 \times I_{nominale}$) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" ($I_{magnetica} = 3 \div 5 \times I_{nominale}$) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati da gruppi elettrogeni o gruppi soccorritori a batterie.
- Interruttori magnetotermici previsti con funzione "G" (guasto a terra) per interruttori di taglia superiore a 400A;
- Interruttori previsti con relè differenziale per interruttori di taglia inferiore a 400A.

PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

Utilizzando opportunamente dispositivi automatici a norme CEI 17-5/ CEI EN 60898 (CEI 23-3), CEI EN 60947-2 fusibili a norme CEI 32-1; CEI EN 60269-1, risulta assicurata la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$
$$I_f \leq 1.45 \times I_z$$

Dove:

I_B = corrente di impiego del circuito

I_z = portata in regime permanente della condotta (sez. 523 CEI 64-8) I_n = corrente nominale del dispositivo di protezione

I_f = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni effettive.

La protezione dai sovraccarichi è svolta materialmente da:

- dispositivo a tempo dipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo dipendente termico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

Il potere di interruzione dei dispositivi scelti è superiore alla corrente di corto circuito presunta nei vari punti di installazione. I dispositivi automatici a norme CEI 17-5/23-3 ed i fusibili a norme CEI 32-1 sono stati scelti in modo tale da assicurare la condizione:

$$I^2 \cdot t \leq K^2 S^2$$

dove:

t = durata in secondi

S = sezione in mmq.

I = corrente effettiva di corto circuito in Ampere, espressa in valore efficace

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC

135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica

136 per i conduttori in rame isolati con gomma EPR o XPRE

In ogni caso la max energia sopportata dai cavi $K^2 \cdot S^2$ è superiore al valore di energia specifica $I^2 \cdot t$ indicata dal costruttore come quella lasciata passare dal dispositivo di protezione.

I dispositivi di protezione previsti sono in grado di assolvere sia la protezione da sovraccarico sia la protezione da corto circuito in quanto rispettano le due condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 sez. 435-1 e precisamente:

- protezione assicurata contro i sovraccarichi;

- potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta.
La protezione specifica dai cortocircuiti è svolta da:

- dispositivo a tempo indipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo indipendente elettromagnetico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

La protezione dai contatti diretti è garantita dalle misure richieste nella norma CEI 64-8 sez. 412, e precisamente:

- isolamento delle parti attive proporzionato alla tensione di esercizio del sistema e tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto;
- isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica conforme alle relative norme;
- parti attive poste entro involucri con grado minimo di protezione IP2X o IPXXB;
- superfici superiori degli involucri a portata di mano con grado minimo di protezione IP4X o IPXXD;
- apertura degli involucri possibile solo con uso di una chiave o attrezzo;
- utilizzo di interruttori blocco porta che permettano l'apertura della porta dopo aver disattivato le parti elettriche e la riattivazione delle stesse solo a porta chiusa.

Gli involucri di apparecchiature costruite in fabbrica devono essere conformi alle relative norme. In generale gli involucri devono essere saldamente fissati, resistenti alle sollecitazioni previste e se metallici garantire le distanze d'isolamento.

I sistemi di sicurezza previsti si possono così riassumere:

- utilizzo di involucri per apparecchiature e quadri elettrici con grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di pannelli a vite e porte sottochiave per i quadri elettrici;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 450/750V$ per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 600/1000V$ in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento $U_0/U = 600/1000V$ per posa interrata od in vista;
- utilizzo di morsetti isolati con $V_i = 500V$ e grado di protezione IP20 in quadri elettrici e cassette di derivazione;

- utilizzo di cassette isolanti per derivazione con coperchio a vite e grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di cassette metalliche per derivazione con coperchio a vite, grado minimo di protezione IP40 e collegate al PE;
- utilizzo di apparecchiature isolate $V_i = 500V$ e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati $V_i = 500V$ e grado di protezione IP40.

PROTEZIONE DA CONTATTI INDIRECTI

Le misure di protezione adottate contro i contatti indiretti sono quelle previste dalla norma CEI 64-8 per i vari sistemi di stato del neutro.

Sistema TNS

Nei sistemi TN-S tutte le masse dell'impianto saranno collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione in corrispondenza od in prossimità del trasformatore. Il punto di messa a terra del sistema di alimentazione nel nostro caso è il punto neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione sono tali che, in caso di guasto, l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi stabiliti dalle norme soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s I_a \leq U_o$$

Dove:

- Z_s è l'impedenza dell'anello di guasto;
- I_a è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalle norme (nel caso di interruttore differenziale I_a è la corrente differenziale nominale I_{dn}) in funzione della tensione nominale U_o ;
- U_o è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.
- Per $U_o=230V$ intervento entro $t=0,4sec$.
- Per $U_o=400V$ intervento entro $t=0,2sec$.

Tempi di interruzione convenzionali non superiori a 5 secondi sono ammessi per i circuiti di distribuzione.

Prescrizioni comuni

Saranno collegate al circuito generale di terra tutte le masse metalliche degli utilizzatori e tutte le masse attualmente non identificabili ma comunque da collegare a terra in quanto soggette ad andare, a causa di un guasto, sottotensione (ad esempio passerelle metalliche a pavimento impiegate per la posa dei cavi).

Il fissaggio del conduttore di terra alle suddette masse metalliche, sarà realizzato a mezzo di collari fissa tubo, con morsetti, capicorda ad occhiello o viti autofilettanti da fissare sulla massa metallica in modo tale da impedirne l'allentamento.

Le giunzioni tra i vari elementi di protezione, se necessarie, saranno realizzate con idonei morsetti (ad esempio morsetti a mantello) o con saldatura forte in alluminotermica e saranno ridotte al minimo indispensabile.

Tutte le linee in origine dai quadri elettrici saranno dotate di un proprio conduttore di terra facente capo ad un equipotenziale previsto all'interno del quadro stesso.

Per ragioni di selettività si possono utilizzare dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (vedere norma CEI 23-42, 23-44 e 17-5V1) in serie con dispositivi differenziali istantanei solo nei circuiti di distribuzione principali.

I differenziali a ritardo regolabile sono utilizzabili sui circuiti di distribuzione principale ed in presenza di personale addestrato (non sono ammessi negli impianti per uso domestico e similare). In ogni caso il massimo ritardo ammesso nei sistemi TT è di 1s.

PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI

I componenti elettrici non devono costituire pericolo di innesco o di propagazione di incendio per i materiali adiacenti e quindi devono essere conformi alle relative norme costruttive o, dove mancanti alla sezione 422 della norma CEI 64-8.

I pericoli che derivano dalla propagazione di un eventuale incendio devono essere limitati mediante la realizzazione di barriere tagliafiamma REI 120 sulle condutture che attraversano solai o pareti di delimitazione dei compartimenti antincendio.

Le parti accessibili dei componenti elettrici a portata di mano non devono raggiungere temperature tali che possano causare ustioni alle persone oppure essere protette in modo da evitare il contatto accidentale come indicato alla sezione 423 della norma CEI 64-8.

Gli involucri, quadri o cassette contenenti componenti elettrici devono garantire la dissipazione del calore prodotto al fine di limitare le temperature al livello ammesso per il buon funzionamento. In alternativa è ammesso l'utilizzo di aspiratori o ventilatori comandati da termostato.

I sistemi di riscaldamento ad aria forzata devono essere dotati di dispositivi di limitazione della temperatura come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

Gli apparecchi utilizzatori che producono acqua calda o vapore devono essere protetti contro i surriscaldamenti in tutte le condizioni di servizio come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

2.5 QUALITA' DEI MATERIALI

Gli impianti in oggetto sono stati progettati con riferimento a materiali/componenti di Fornitori primari, dotati di Marchio di Qualità, di marchiatura o di autocertificazione del Costruttore attestanti la costruzione a regola d'arte secondo la Normativa tecnica e la Legislazione vigente. Tutti i materiali/componenti rientranti nel campo di applicazione delle Direttive 73/23/CEE ("Bassa Tensione") e 89/336/CEE ("Compatibilità Elettromagnetica") e successive modifiche/aggiornamenti saranno conformi ai requisiti essenziali in esse contenute e saranno

contrassegnati dalla marcatura CE. Tutti i materiali/componenti presenteranno caratteristiche idonee alle condizioni ambientali e lavorative dei luoghi in cui risulteranno installati.

3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO FTV

Nel presente documento si espone l'organizzazione del sistema fotovoltaico, ossia le parti principali dell'impianto (layout d'impianto), ed i collegamenti tra le parti stesse. Il sistema fotovoltaico in oggetto sarà collegato alla rete di Alta Tensione della SE di TERNA denominata Larino.

Per il suddetto impianto è previsto un determinato numero di moduli, suddivisi in campi, sottocampi e stringhe, di cui vengono riportate le definizioni.

Per **stringa fotovoltaica** s'intende un insieme di moduli collegati tra loro in serie: la tensione resa disponibile dalla stringa è data dalla somma delle tensioni fornite dai singoli moduli che compongono la stringa.

Un **sottocampo fotovoltaico** è, invece, un insieme di più stringhe connesse in parallelo: la corrente erogata dal sottocampo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni stringa.

Un **campo fotovoltaico** è, invece, un insieme di più sottocampi connessi in parallelo: la corrente erogata dal campo sarà la somma delle correnti che fluiscono in ogni sottocampo.

Pertanto, dal punto di vista elettrico, il generatore fotovoltaico è costituito da moduli che sono collegati in serie, al fine di costituire una stringa; le stringhe sono collegate tra loro in tanti sottocampi quanti sono i quadri di campo, i sottocampi sono a loro volta collegati in parallelo e compongono il campo fotovoltaico. Nel complesso, un impianto fotovoltaico risulta essere organizzato in campi collegati tra loro, un campo è composto da diversi sottocampi elettricamente indipendenti tra loro, ottenuti dal parallelo di diverse stringhe ed ognuno gestito dal relativo inverter.

In particolare:

- si hanno tanti sottocampi quanti sono il numero dei quadri di campo previsti nell'impianto;
- ad ogni inverter faranno capo diversi quadri di stringa.

La disposizione dei moduli fotovoltaici sarà realizzata come dagli elaborati grafici allegati alla presente relazione, in modo da poter gestire l'organizzazione degli stessi contestualmente all'area di posa. Tale disposizione ha altresì il fine di ottimizzare il rendimento dell'impianto garantendo una caduta di tensione, tra la stringa più lontana e il relativo circuito d'ingresso dell'inverter ad esso associato, non superiore all'1%, in condizioni ordinarie di esercizio e relativamente alla corrente corrispondente al punto di massima potenza.

Sulla base dei sopralluoghi effettuati e dell'analisi dello stato di fatto dei terreni, è stato effettuato uno studio riguardo l'ottimizzazione dell'energia captabile dal campo fotovoltaico, e si è optato per i moduli fotovoltaici del tipo indicato nei grafici allegati.

L'inclinazione dei moduli rispetto al piano orizzontale è di due tipo, per i campi da 1 a 5 è

fissa con inclinazione pari a 30° sull'orizzontale e esposti a SUD, mentre per il campo 6 è variabile in quanto sarà utilizzato il sistema tracking, tale da permette di ottenere dei valori di irraggiamento vicini a quelli ottimali per tutto l'anno.

La scelta riguardo la configurazione elettrica dei moduli fotovoltaici ha tenuto conto di numerosi fattori tra cui:

- la sicurezza elettrica;
- le caratteristiche d'ingresso dell'inverter;
- il costo dei cablaggi;
- l'efficienza del sistema.

Tenuto conto di questi fattori, si è optato per l'adozione di un campo fotovoltaico costituito, come già detto, da campi e sottocampi formati da stringhe composte da moduli come da schema elettrico unifilare allegato; le caratteristiche dei singoli campi e sottocampi sono quelle riportate nelle tabelle sottostanti (tabella 1).

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 600 V.

Il tipo di convertitore statico (inverter) utilizzato è in grado di seguire il punto di massima potenza del proprio campo fotovoltaico sulla curva I-V caratteristica (funzione MPPT) e costruisce l'onda sinusoidale in uscita con la tecnica PWM, così da contenere l'ampiezza delle armoniche entro valori ammissibili.

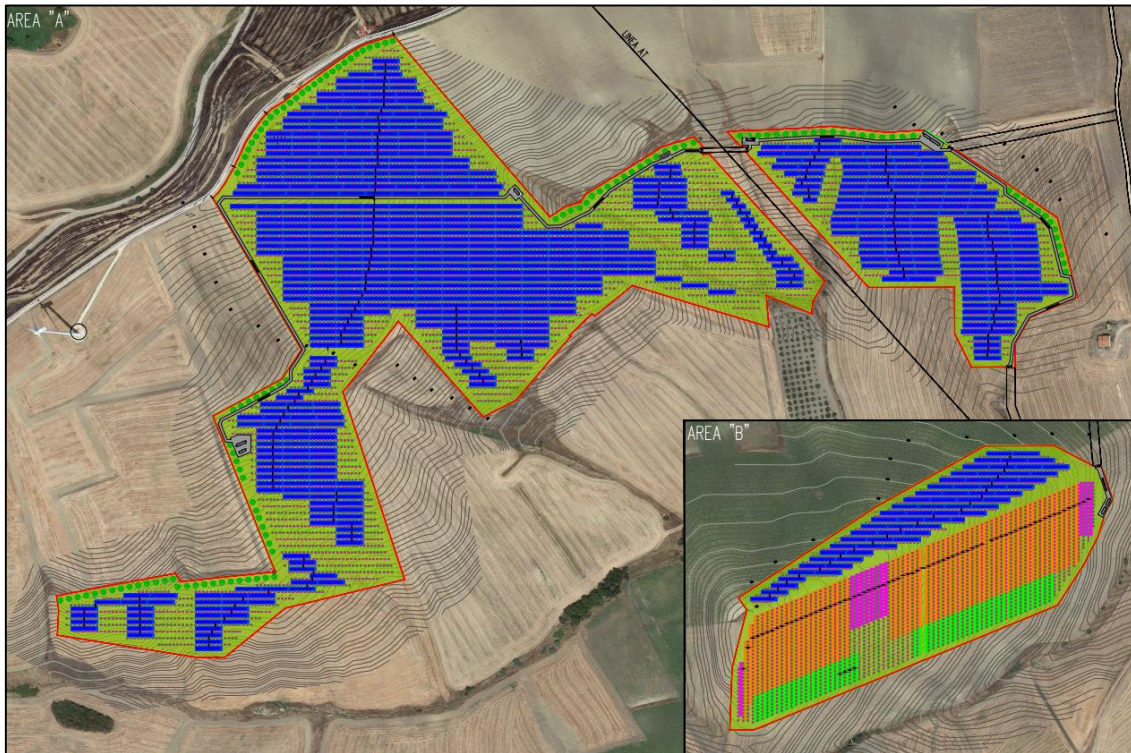
L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene convogliata agli inverter ubicati nelle POWER_STATION dove viene successivamente trasformata dal trasformatore BT/MT (600V / 30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale variabile tra 2500 kVA, 4000 kVA e 4400kVA.

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.

Per la descrizione tecnica dei moduli fotovoltaici e dei convertitori della corrente continua in alternata si rimanda ai paragrafi successivi.

L'impianto è formato da n.6 campi (4 nell'AREA A posta a NORD, 2 nell'AREA B posta 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. Si riporta di seguito il layout dell'impianto e una tabella riepilogativa dei campi e dei sottocampi che lo compongono.



AREA	P.S	STRUTTURA	TAVOLE	MODULI PER STRINGA	STRINGHE PER TAVOLA	NUMERO DI STRINGHE	NUMERO DI MODULI	Wp modulo	Wp	kW	MW
A	1	FISSI	155	26	2	310	8 060	580	4 674 800	4 674,800	4,675
			4	26	1	4	104	580	60 320	60,320	0,060
	2-3-4	FISSI	505	26	2	1 010	26 260	580	15 230 800	15 230,800	15,231
			10	26	1	10	260	580	150 800	150,800	0,151
B	5	FISSI	63	26	2	126	3 276	580	1 900 080	1 900,080	1,900
			2	26	1	2	52	580	30 160	30,160	0,030
	6	TRACKER	61	26	3	183	4 758	580	2 759 640	2 759,640	2,760
			12	26	2	24	624	580	361 920	361,920	0,362
			51	26	1	51	1 326	580	769 080	769,080	0,769
									25 937 600	25 937,600	25,938

CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 1	INV. 1 SC4400UP	SB.1	13	26	196,04
		SB.2	13	26	196,04
		SB.3	13	26	196,04
		SB.4	13	26	196,04
		SB.5	13	26	196,04
		SB.6	13	26	196,04
		SB.7	13	26	196,04
		SB.8	13	26	196,04
		SB.9	13	26	196,04
		SB.10	13	26	196,04
		SB.11	13	26	196,04
		SB.12	13	26	196,04
		SB.13	13	26	196,04
		SB.14	13	26	196,04
		SB.15	13	26	196,04
		SB.16	13	26	196,04
		SB.17	13	26	196,04
		SB.18	13	26	196,04
		SB.19	13	26	196,04
		SB.20	13	26	196,04
		SB.21	13	26	196,04
		SB.22	13	26	196,04
		SB.23	14	26	211,12
		SB.24	14	26	211,12

CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 2	INV. 2 SC4400UP	SB.25	14	26	211,12
		SB.26	14	26	211,12
		SB.27	14	26	211,12
		SB.28	14	26	211,12
		SB.29	14	26	211,12
		SB.30	15	26	226,20
		SB.31	15	26	226,20
		SB.32	14	26	211,12
		SB.33	14	26	211,12
		SB.34	14	26	211,12
		SB.35	14	26	211,12
		SB.36	14	26	211,12
		SB.37	14	26	211,12
		SB.38	14	26	211,12
		SB.39	15	26	226,20
		SB.40	15	26	226,20
		SB.41	14	26	211,12
		SB.42	14	26	211,12
		SB.43	14	26	211,12
		SB.44	14	26	211,12
		SB.45	14	26	211,12
		SB.46	14	26	211,12
		SB.47	14	26	211,12
		SB.48	14	26	211,12

CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 3	INV. 3 SC4400UP	SB.49	14	26	211,12
		SB.50	14	26	211,12
		SB.51	15	26	226,20
		SB.52	15	26	226,20
		SB.53	14	26	211,12
		SB.54	15	26	226,20
		SB.55	15	26	226,20
		SB.56	15	26	226,20
		SB.57	15	26	226,20
		SB.58	15	26	226,20
		SB.59	15	26	226,20
		SB.60	14	26	211,12
		SB.61	14	26	211,12
		SB.62	14	26	211,12
		SB.63	14	26	211,12
		SB.64	14	26	211,12
		SB.65	14	26	211,12
		SB.66	14	26	211,12
		SB.67	14	26	211,12
SB.68	14	26	211,12		
SB.69	13	26	196,04		
SB.70	13	26	196,04		
SB.71	13	26	196,04		
SB.72	13	26	196,04		

CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 4	INV. 4 SC4400UP	SB.73	15	26	226,20
		SB.74	15	26	226,20
		SB.75	14	26	211,12
		SB.76	14	26	211,12
		SB.77	14	26	211,12
		SB.78	14	26	211,12
		SB.79	14	26	211,12
		SB.80	14	26	211,12
		SB.81	14	26	211,12
		SB.82	14	26	211,12
		SB.83	14	26	211,12
		SB.84	14	26	211,12
		SB.85	14	26	211,12
		SB.86	14	26	211,12
		SB.87	14	26	211,12
		SB.88	14	26	211,12
		SB.89	14	26	211,12
		SB.90	14	26	211,12
		SB.91	14	26	211,12
SB.92	15	26	226,20		
SB.93	15	26	226,20		
SB.94	14	26	211,12		
SB.95	14	26	211,12		
SB.96	14	26	211,12		



CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 5	INV. 5 SC2500 EV-H	SB.97	14	26	211,12
		SB.98	15	26	226,20
		SB.99	14	26	211,12
		SB.100	15	26	226,20
		SB.101	14	26	211,12
		SB.102	14	26	211,12
		SB.103	14	26	211,12
		SB.104	14	26	211,12
		SB.105	14	26	211,12

CAMPO (POWER-STATION)	INVERTER	STRING-BOX	n° STRINGHE	n° MODULI PER STRINGA	Pn STRING-BOX [KW]
CAMPO 6	INV. 6 SC4000 UP	SB.106	14	26	211,12
		SB.107	14	26	211,12
		SB.108	14	26	211,12
		SB.109	14	26	211,12
		SB.110	14	26	211,12
		SB.111	14	26	211,12
		SB.112	15	26	226,20
		SB.113	15	26	226,20
		SB.114	15	26	226,20
		SB.115	14	26	211,12
		SB.116	14	26	211,12
		SB.117	14	26	211,12
		SB.118	14	26	211,12
		SB.119	14	26	211,12
		SB.120	14	26	211,12
		SB.121	15	26	226,20
SB.122	15	26	226,20		
SB.123	15	26	226,20		



3.1 DATI DI PROGETTO

Dati di progetto relativi alla committenza ed ubicazione dell'impianto agrivoltaico

Committente	"Verde 4 s.r.l."
Comuni	Montorio nei Frentani
Località di installazione	Macchia
Provincia	Campobasso
Latitudine – ZONA A	41°47'39.83" Nord
Longitudine – ZONA A	14°59'22.44" Est
Altitudine – ZONA A	250 m s.l.m. (media)
Latitudine – ZONA B	41°47'18.33" Nord
Longitudine – ZONA B	14°59'35.60" Est
Altitudine – ZONA B	230 m s.l.m. (media)

Dati di progetto all'ubicazione della Sottostazione 30/150 KV

Comune	Larino
Località di installazione	Piane di Larino
Provincia	Campobasso
Latitudine	41°49'7.97" Nord
Longitudine	14°57'41.44" Est
Altitudine	Circa 200 m s.l.m.

Dati di progetto relativi alla rete di collegamento

Tipo d'intervento	
Nuovo impianto	Si
Trasformazione	No
Ampliamento	No
Dati rete	
Tensione nominale	150kV
Vincoli	Codice di Rete TERNA, norme CEI applicabili.


Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico

Caratteristiche dell'area di installazione	Il terreno dove sarà installato l'impianto di generazione fotovoltaica ha una superficie complessiva di circa 38.6 ettari
Superficie occupata dall'impianto fotovoltaico (m²)	Totale superficie recintata: circa 331.050 m ²

Generatore FV:	
Potenza nominale (kW_p) DC	25.937,60 kWp
Potenza nominale (kW _p) AC	21.616,00 kWp
Numero moduli	44.720
Campi	6
Sub-campi	123
Tipo moduli	Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV
Potenza unitaria modulo (Wp)	580
Tecnologia moduli	Celle in silicio monocristallino bifacciali

Orientamento moduli	STRUTTURE FISSE – 0° SUD TRACKER – Variabile
Inclinazione moduli	STRUTTURE FISSE – 30° TRACKER – Variabile
Inverter	
Numero inverter	6
Marca e modelli inverter	SUNNY CENTRAL NEI MODELLI SC2500EV-H SC4000UP SC4400UP
Posizione degli inverter	Interno alle POWER-STATION
Posizione del quadro generale di bassa tensione (QGBT)	All'interno del vano quadri delle POWER-STATION

Producibilità annua

Previsione dell'energia prodotta	36'143 MWh/anno
---	------------------------



3.2 CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ

Per la valutazione dell'energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico è stato utilizzato dal tecnico incaricato dalla committenza, il software PVsyst,



pertanto di seguito si riportano le fasi del calcolo ed il report del software (separate per tipologia installativa ovvero con strutture fisse o tracker):

PARTE IMPIANTO SU STRUTTURA FISSA

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

System summary			
Grid-Connected System	Sheds, single array	User's needs	
PV Field Orientation	Near Shadings	Unlimited load (grid)	
Fixed plane	According to strings		
Tilt/Azimuth	Electrical effect	100 %	
30 / 0 °			
System information		Inverters	
PV Array		Nb. of units	5 units
Nb. of modules	38012 units	Pnom total	20.10 MWac
Pnom total	22.05 MWp	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, Meteororm
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 inverters	1 unit
Number of PV modules	8164 units	Total power	4400 kWac
Nominal (STC)	4735 kWp	Operating voltage	962-1325 V
Modules	314 Strings x 26 In series	Pnom ratio (DC:AC)	1.08
At operating cond. (50°C)		Number of inverters	3 units
Pmpp	4319 kWp	Total power	13200 kWac
U mpp	1039 V	Operating voltage	962-1325 V
I mpp	4156 A	Pnom ratio (DC:AC)	1.17
Array #2 - Campo 2.3.4			
Number of PV modules	26520 units		
Nominal (STC)	15.38 MWp		
Modules	1020 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	14.03 MWp		
U mpp	1039 V		
I mpp	13500 A		

PV Array Characteristics

Array #3 - Campo 5		Inverter	
PV module		Manufacturer	
Manufacturer	Jinkosolar	Manufacturer	SMA
Model	JKM580M-7RL4-TV	Model	Sunny Central 2500-EV
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	580 Wp	Unit Nom. Power	2500 kWac
Number of PV modules	3328 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1930 kWp	Total power	2500 kWac
Modules	128 Strings x 26 In series	Operating voltage	850-1425 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	0.77
Pmpp	1761 kWp	Total inverter power	
U mpp	1039 V	Total power	20100 kWac
I mpp	1694 A	Nb. of inverters	5 units
Total PV power		Pnom ratio	1.10
Nominal (STC)	22047 kWp		
Total	38012 modules		
Module area	103928 m ²		
Cell area	97902 m ²		



Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.5 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

 U_c (const) 29.0 W/m²K

 U_v (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

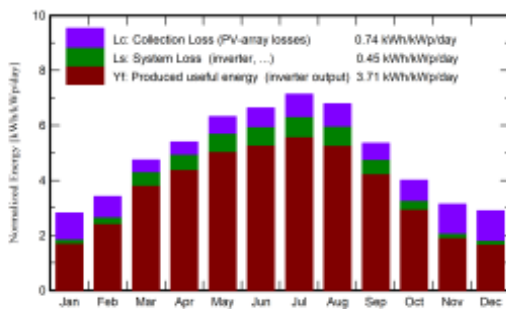


Main results

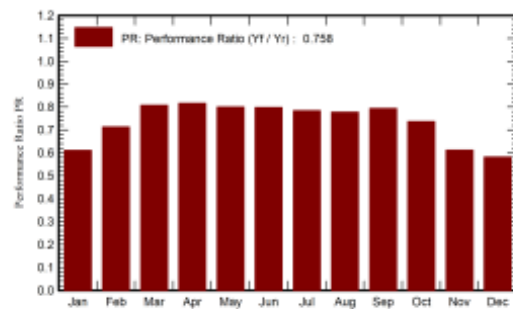
System Production

Produced Energy (P50)	29845 MWh/year	Specific production (P50)	1354 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	75.78 %
Produced Energy (P75)	28.9 GWh/year	Specific production (P75)	1313 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	28.1 GWh/year	Specific production (P90)	1276 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



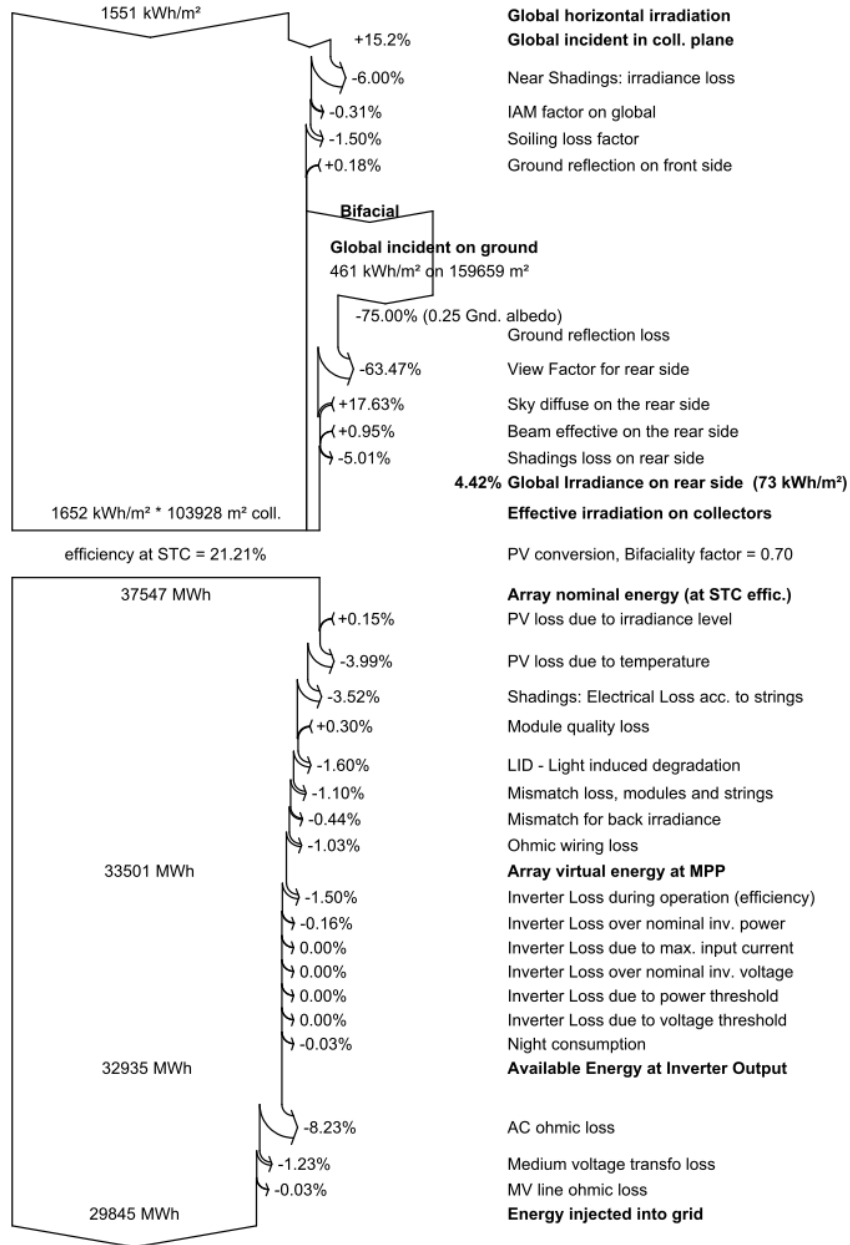
Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	54.9	27.50	7.80	87.2	69.5	1276	1175	0.611
February	67.9	33.40	8.57	95.6	85.8	1653	1503	0.713
March	118.9	52.50	10.50	146.9	139.3	2953	2616	0.808
April	147.1	66.60	14.03	161.8	153.9	3281	2913	0.816
May	196.1	76.40	18.77	195.9	186.7	3908	3458	0.801
June	207.7	75.80	22.90	198.9	190.0	3945	3499	0.798
July	225.1	65.10	26.10	221.1	212.4	4323	3822	0.784
August	195.2	63.20	25.50	210.3	201.8	4085	3609	0.778
September	134.2	55.00	21.13	160.4	152.8	3154	2809	0.794
October	91.3	41.70	16.63	124.3	114.9	2243	2020	0.737
November	60.6	28.40	11.73	94.1	77.9	1381	1270	0.612
December	51.9	23.90	8.80	89.8	67.1	1247	1152	0.582
Year	1550.9	609.50	16.08	1786.3	1651.9	33449	28845	0.758

Legends

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

Loss diagram



Verde 4 s.r.l.



GVC
SERVIZI DI INGEGNERIA

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 25.937,6 kWp nei Comuni di Montorio nei Frentani, Ururi, e Larino (CB)
Codice: G12903A01

PARTE IMPIANTO SU STRUTTURA SU TRACKER

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	Trackers single array, with backtracking	User's needs
PV Field Orientation Tracking plane, horizontal N-S axis Axis azimuth 0 °	Near Shadings According to strings Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
System information		
PV Array		Inverters
Nb. of modules 6552 units Pnom total 3800 kWp		Nb. of units 1 Unit Pnom total 4000 kWac Pnom ratio 0.950


General parameters

Grid-Connected System		Trackers single array, with backtracking	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Models used	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Nb. of trackers	50 units
Axis azimuth	0 °	Single array	
		Sizes	
		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	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
		User's needs	
			Unlimited load (grid)
Bifacial system			
Model	2D Calculation		
	unlimited trackers		
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	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

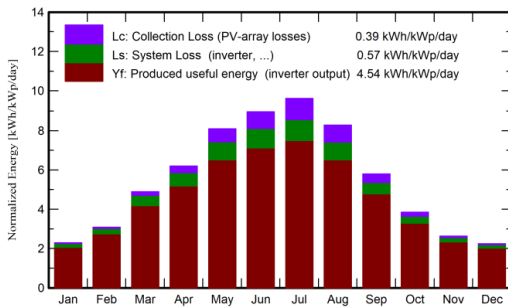
Nominal power at STC 3730 kVA
Iron loss (24/24 Connexion) 3.73 kW
Loss Fraction 0.10 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 0.97 mΩ
Loss Fraction 1.00 % at STC

Main results

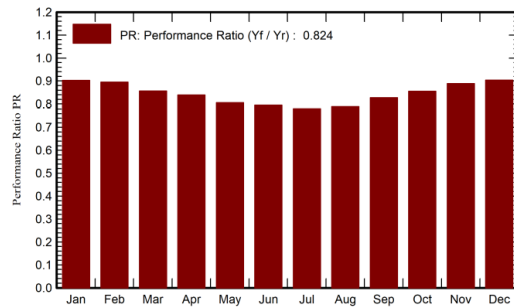
System Production

Produced Energy (P50)	6298 MWh/year	Specific production (P50)	1657 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	82.40 %
Produced Energy (P75)	6.11 GWh/year	Specific production (P75)	1607 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P90)	5.93 GWh/year	Specific production (P90)	1562 kWh/kWp/year		

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR

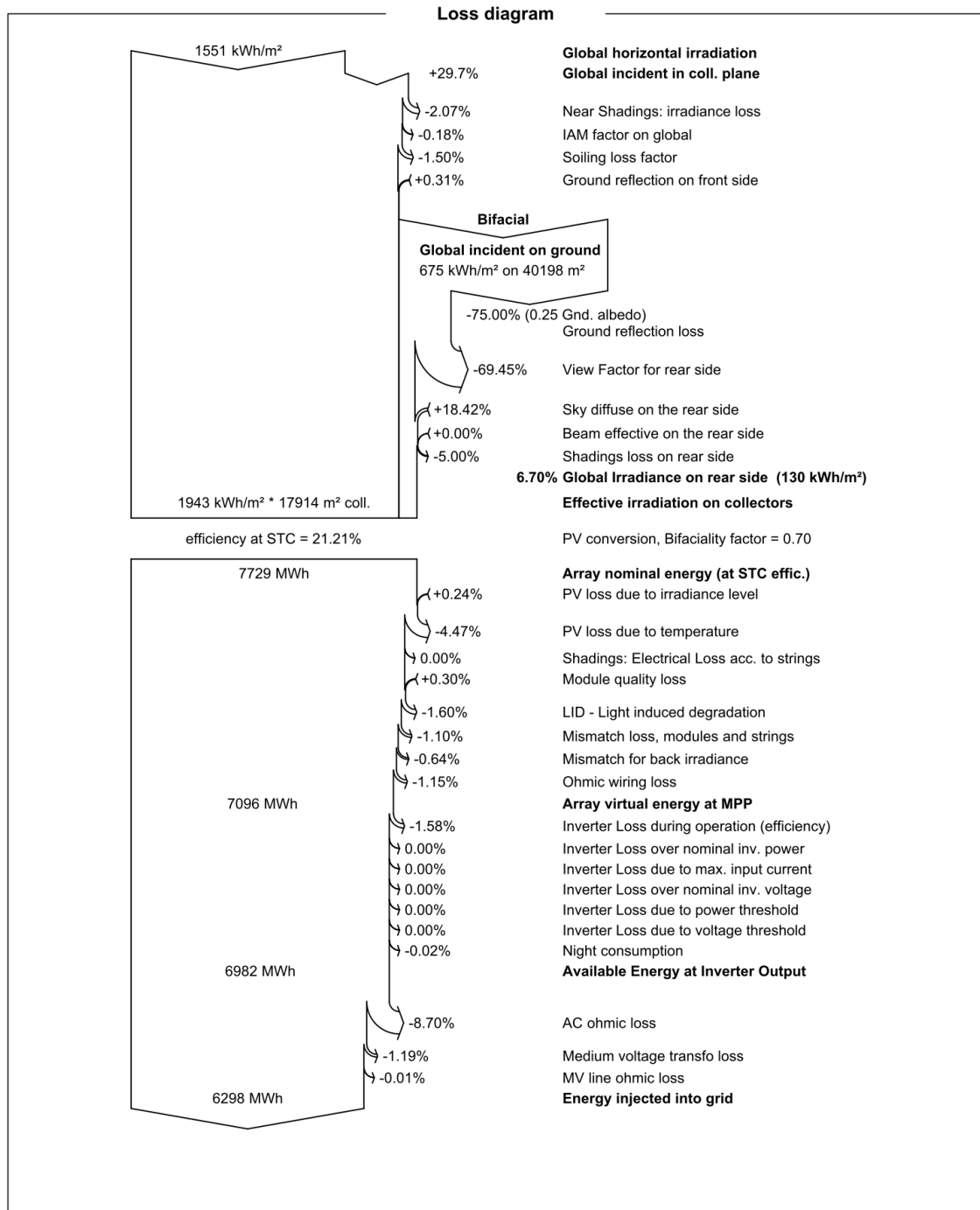


Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	54.9	27.50	7.80	71.0	68.0	267	243.4	0.902
February	67.9	33.40	8.57	86.4	83.0	323	294.0	0.895
March	118.9	52.50	10.50	151.7	146.2	556	494.0	0.857
April	147.1	66.60	14.03	185.8	179.2	669	592.4	0.839
May	196.1	76.40	18.77	250.9	242.6	877	768.6	0.806
June	207.7	75.80	22.90	268.9	260.5	926	812.0	0.795
July	225.1	65.10	26.10	298.1	289.3	1010	884.7	0.781
August	195.2	63.20	25.50	256.6	248.7	874	768.8	0.788
September	134.2	55.00	21.13	174.0	167.9	612	546.6	0.827
October	91.3	41.70	16.63	119.5	115.0	430	388.6	0.856
November	60.6	28.40	11.73	78.9	75.8	292	266.6	0.888
December	51.9	23.90	8.80	69.5	66.6	260	238.6	0.904
Year	1550.9	609.50	16.08	2011.4	1942.7	7096	6298.3	0.824

Legends

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



ottenendo un valore dell'energia elettrica annuale potenzialmente producibile in corrente continua pari a: **36,143 MWh/anno**

Verde 4 s.r.l.

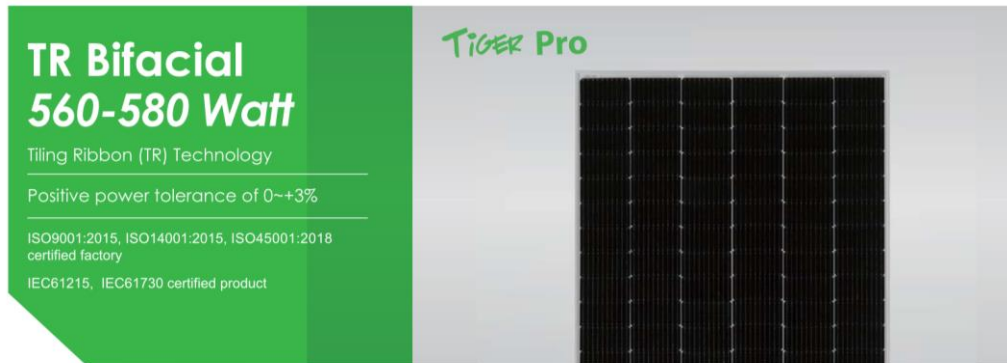


GVC
SERVIZI DI INGEGNERIA

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a 25.937,6 kWp nei Comuni di Montorio nei Frentani, Ururi, e Larino (CB)
Codice: G12903A01

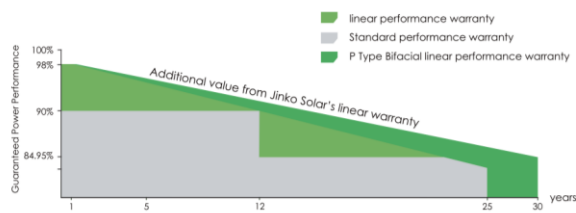
3.3 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli JKM580M-7RL4-TV da 580w con le seguenti caratteristiche:

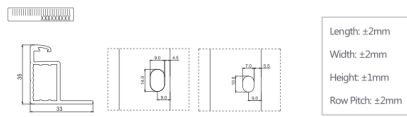
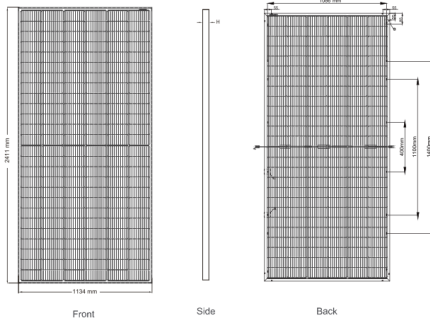


LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

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



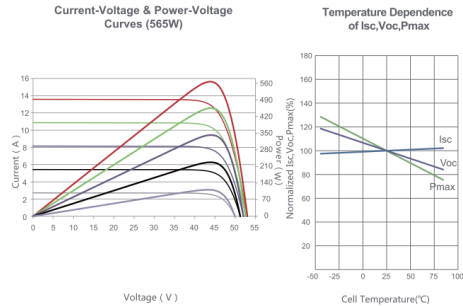
Engineering Drawings



Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)
31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

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

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-REARSIDE 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

Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene ininfluenza la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva. Le motivazioni sono quindi fortemente influenzate da due fattori fondamentali:

1. diversità circuitale dei cavi di collegamento;
2. limitazione della caduta di tensione, in condizioni d'esercizio, al valore inferiore dell'1 %.

3.4 CONVERTITORI CC/CA

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** nei modelli **SC2500 EV-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	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 720 V	655 V / 524 V to 721 V ⁹⁾
AC power frequency	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz > 2		
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾	● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited		
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{9) 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 ³⁾	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 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 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 ⁸⁾ 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

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) (4)}	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽⁵⁾	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ^{(8) (10)}	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Efficiency		
Max. efficiency ⁽²⁾ / European efficiency ⁽²⁾ / CEC efficiency ⁽²⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽⁵⁾ / average ⁽⁶⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range ⁽⁸⁾	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission ⁽⁷⁾	63.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ⁽⁸⁾ 1000 m / 2000 m ⁽¹¹⁾ / 3000 m ⁽¹¹⁾	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m ³ /h	
Features		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, 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 ⁽³⁾ / 3960 kVA	4600 kVA ⁽⁴⁾ / 4140 kVA
Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C / a 50 °C) ⁽⁵⁾	3960 kW ⁽³⁾ / 3564 kW	4140 kW ⁽⁴⁾ / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)	3520 kW ⁽³⁾ / 3168 kW	3680 kW ⁽⁴⁾ / 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 ⁽⁹⁾	> 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 ⁽⁴⁾ / 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 ⁽³⁾	-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



3.5 POWER-STATION

Nelle POWER_STATION è previsto l'alloggiamento delle seguenti apparecchiature:

- Inverter;
- il quadro di bassa tensione;
- il trasformatore;
- Celle MT.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico viene inizialmente convogliata nelle POWER-STATION attraverso i relativi quadri BT di campo equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo viene trasferita prima agli inverter e poi al trasformatore BT/MT (600V/30 kV), i trasformatori BT/MT avranno potenza nominale da 2500 a 4400 kVA.

In ogni 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.

3.6 QUADRO DI BASSA TENSIONE

In ciascuna cabina saranno ubicati i quadri di bassa tensione. Il quadro elettrico avrà una struttura realizzata interamente in 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.

3.7 TRASFORMATORE BT/MT

Per l'innalzamento del livello di tensione e l'interfacciamento con la 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. Si riportano di seguito le principali caratteristiche:

Potenza nominale (kVA)	2500-4000-4400
Ucc (%)	6
Tensione primaria (V)	30.000
Tensione secondaria (V)	600

3.8 QUADRI DI MEDIA TENSIONE

I quadri di media tensione presenti nell'impianto fotovoltaico in oggetto sono di tipo modulare per interno con singolo sistema di sbarre collettrici montati in fabbrica, omologati, tripolari e con involucro metallico. Sono impiegati per la distribuzione di energia elettrica in reti di distribuzione secondaria, anche in condizioni ambientali estreme in accordo con le norme tecniche del settore.

3.9 CAVI ELETTRICI

Il singolo modulo fotovoltaico è corredato da due cavetti, uno per polarità (positivo e negativo del modulo) di lunghezza pari a 90 centimetri; il collegamento in serie dei moduli sarà garantito mediante l'utilizzo di cavi solari di sezione variabile. I cavi di stringa giungono ai quadri di campo e collegati agli ingressi dell'inverter.

Il dimensionamento dei cavi sul lato c.c. del sistema fotovoltaico in oggetto è stato impostato in modo da massimizzare il rendimento dell'impianto, ovverosia rendere minime le perdite d'energia nei cavi, imponendo che la massima caduta di tensione tra moduli fotovoltaici e ingresso inverter, con corrente pari a quella di funzionamento dei moduli alla massima potenza, sia inferiore al 2% (norma CEI 64-8).

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti sono state determinate in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella tabella 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024 e CEI-UNEL 35026, applicando ai valori individuati, coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa, è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche sotto il profilo della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

3.10 POSA DEI CAVI IN TUBI E CANALETTE — POZZETTI DI DERIVAZIONE

I conduttori saranno sempre protetti meccanicamente mediante tubi corrugati 450N per BT in materiale isolante autoestinguente e la posa sarà eseguita rispettando le tipologie

previste dagli standard tecnici.

I cavi posati nei corrugati dovranno risultare sempre sfilabili e rinfilabili.

Il percorso dei cavidotti è stato pensato per quanto possibile con andamento rettilineo orizzontale, verticale o parallelo alle strutture di supporto dell'impianto fotovoltaico; ad ogni brusca deviazione resa necessaria dal percorso previsto e ad ogni derivazione dalla linea principale a quella secondaria saranno utilizzate cassette di derivazione o pozzetti, necessari anche al fine di future ispezioni.

Le giunzioni dei conduttori saranno sempre eseguite negli appositi quadri o cassette di derivazione mediante opportuni morsetti o connettori, mentre non sono ammesse giunzioni nastrate ed il coperchio delle cassette sarà apribile solo con idoneo attrezzo. Si provvederà in ogni punto di giunzione a mantenere una lunghezza in eccesso su ogni singolo cavo al fine di permettere il rifacimento dei terminali in caso di necessità.

A partire dai singoli quadri di parallelo stringhe, i cavi si raccorderanno in un cavidotto che raccoglie e convoglia i cavi al vano inverter. Lungo il percorso del cavidotto sono previsti pozzetti circa ogni 25/30 mt.

3.11 IMPIANTO DI TERRA E SEZIONE DEI CONDUTTORI DI PROTEZIONE

Il sistema di terra comprende la maglia ed i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti. L'impianto di terra consiste principalmente di una linea dorsale corrente in cavo di rame nudo collegato tramite appositi morsetti ai collegamenti di ogni singola struttura metallica di supporto dei moduli fotovoltaici, collegamenti realizzati mediante appositi cavi di sezione variabile. Le dorsali di terra sono a loro volta collegate mediante morsetti alla rete di terra delle cabine elettriche. Viene creato in questo modo un collegamento equipotenziale tra le varie strutture metalliche.

IMPIANTO DI TERRA DELLE CABINE

L'impianto di terra interno delle cabine sarà costituito da una corda di rame nudo esterno alle cabine e collegato a dispersori posti agli spigoli.

Il locale trasformazione MT/BT sarà dotato di un proprio collettore di terra principale, costituito da una barratura in rame fissata a parete, a cui faranno capo i seguenti conduttori:

- il conduttore di terra proveniente dal dispersore;
- il conduttore di terra proveniente dai ferri di armatura;
- il P.E. destinato al collegamento della carcassa del trasformatore;
- il nodo di terra del Quadro Generale BT.

Dal nodo di terra posto in corrispondenza del Quadro Generale BT di Cabina saranno poi derivati tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali destinati al collegamento dei

quadri di distribuzione e quindi di tutte le masse estranee dell'impianto. Ad ogni quadro elettrico sarà associato un nodo di terra costituito da una barra in rame. L'impianto di terra risulterà realizzato in conformità al Cap. 54 delle Norme CEI 64-8/5 e adesso saranno collegate:

- le masse metalliche di tutte le apparecchiature elettriche;
- le masse metalliche estranee accessibili (tubazioni dell'acqua, del riscaldamento, del gas, ecc.);
- i poli di terra delle prese a spina.

Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

Per dimensionare il suddetto impianto di terra sarà necessario richiedere il valore della corrente di guasto monofase a terra ed il tempo di eliminazione del guasto. Tali valori sono forniti da Terna.

3.12 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO


VERIFICHE INVERTER POWER-STATION AREA A

Panoramica del sistema			
8164 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV (AREA A - CAMPO 1)			
Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 4,74 MWp			
26520 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV (AREA A - CAMPO 2)			
Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 15,38 MWp			
	1 x SMA SC 4400 UP		3 x SMA SC 4400 UP
Dati dimensionamento FV			
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	34684	Fattore di utilizzo dell'energia:	99,6 %
Picco di potenza:	20,12 MWp	Performance Ratio*:	88,6 %
Numero di inverter FV:	4	Rendimento specifico di energia*:	1577 kWh/kWp
Potenza nominale CA degli inverter FV:	17,60 MW	Perdite di linea (in % sull'energia FV):	---
Potenza attiva CA:	17,60 MW	Carico asimmetrico:	0,00 VA
Rapporto potenza attiva:	87,5 %	Riduzione di CO ₂ dopo 20 anni:	213.088 t
Rendimento annuo di energia*:	31.731,13 MWh		

CAMPO 1

1 x SMA SC 4400 UP (Parte dell'impianto 1)			
Picco di potenza:	4,74 MWp		
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	8164		
Numero di inverter FV:	1		
Potenza CC max (cos φ = 1):	4,49 MW		
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	4,40 MW		
Tensione di rete:	30,0 kV		
Rapporto potenza nominale:	95 %		
Fattore di dimensionamento:	107,6 %		
Fattore di sfasamento (cos φ):	1		
Ore a pieno carico:	1703,4 h		
			
SMA SC 4400 UP			
Dati dimensionamento FV			
Ingresso A: AREA A - CAMPO 1			
8164 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera			
Numero delle stringhe:	Ingresso A: 314		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	4,74 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	953 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1077 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1034 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1484 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 4129,1 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 4342,6 A		

CAMPI 2-3-4

3 x SMA SC 4400 UP (Parte dell'impianto 3)			
Picco di potenza:	15,38 MWp		
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	26520		
Numero di inverter FV:	3		
Potenza CC max (cos φ = 1):	4,49 MW		
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	4,40 MW		
Tensione di rete:	30,0 kV		
Rapporto potenza nominale:	88 %		
Fattore di dimensionamento:	116,5 %		
Fattore di sfasamento (cos φ):	1		
Ore a pieno carico:	1836,1 h		
			
SMA SC 4400 UP			
Dati dimensionamento FV			
Ingresso A: AREA A - CAMPO 2			
8840 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera			
Numero delle stringhe:	Ingresso A: 340		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	5,13 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	953 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1077 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1034 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.	✓ 1484 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A		
Corrente max generatore:	✓ 4471,0 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A		
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 4702,2 A		

VERIFICHE INVERTER POWER-STATION AREA B

Panoramica del sistema

3328 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV (AREA B - CAMPO 3)

Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 1,93 MWp

6708 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV (AREA B - CAMPO 4)

Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera, Picco di potenza: 3,89 MWp

 **1 x SMA SC 2500-EV-10**

 **1 x SMA SC 4000 UP**

Dati dimensionamento FV

Numero complessivo moduli fotovoltaici:	10036	Fattore di utilizzo dell'energia:	100 %
Picco di potenza:	5,82 MWp	Performance Ratio*:	88,6 %
Numero di inverter FV:	2	Rendimento specifico di energia*:	1580 kWh/kWp
Potenza nominale CA degli inverter FV:	6,50 MW	Perdite di linea (in % sull'energia FV):	---
Potenza attiva CA:	6,50 MW	Carico asimmetrico:	0,00 VA
Rapporto potenza attiva:	111,7 %	Riduzione di CO ₂ dopo 20 anni:	61.745 t
Rendimento annuo di energia*:	9.194,53 MWh		

CAMPO 5

1 x SMA SC 2500-EV-10 (Parte dell'impianto 2)

Picco di potenza:	1,93 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	3328
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	2,53 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	2,50 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	131 %
Fattore di dimensionamento:	77,2 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1218,1 h



SMA SC 2500-EV-10

Dati dimensionamento FV

Ingresso A: AREA B - CAMPO 3

3328 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera

	Ingresso A:		
Numero delle stringhe:	128		
Moduli fotovoltaici:	26		
Picco di potenza (ingresso):	1,93 MWp		
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	850 V		
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1077 V		
Tensione fotovoltaica min.:	1034 V		
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V		
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1484 V		
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	3200 A		
Corrente max generatore:	✓ 1683,2 A		
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	6400 A		
Corrente di cortocircuito max FV:	✓ 1770,2 A		

1 x SMA SC 4000 UP (Parte dell'impianto 3)	
Picco di potenza:	3,89 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6708
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos φ = 1):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos φ = 1):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	105 %
Fattore di dimensionamento:	97,3 %
Fattore di sfasamento (cos φ):	1
Ore a pieno carico:	1537,3 h



SMA SC 4000 UP

Dati dimensionamento FV	
Ingresso A: AREA B - CAMPO 4	
6708 x Jinko Solar JKM580M-7RL4-TV, Azimut: 0 °, Inclinazione: 30 °, Tipo di montaggio: Installazione libera	
	Ingresso A:
Numero delle stringhe:	258
Moduli fotovoltaici:	26
Picco di potenza (ingresso):	3,89 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1077 V
Tensione fotovoltaica min.:	1034 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1484 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 3392,7 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3568,1 A

3.13 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

Limiti di esposizione	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna condizione di esposizione, ai fini della tutela degli effetti acuti
Valori di attenzione	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze prolungate. Essi costituiscono la misura di cautela ai fini della protezione da



Obiettivi di qualità	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione della popolazione e dei lavoratori al CEM anche per la protezione da possibili effetti di lungo periodo
-----------------------------	--

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il D.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM, prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998, OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabina di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale decresce in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

u_{cc} tensione percentuale di cortocircuito;



S_r potenza nominale del trasformatore (in kVA);
 a distanza dal trasformatore.

3.14 MONTAGGIO COMPONENTI

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a perfetta regola d'arte.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente nel montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno.

I montaggi elettrici in campo, consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera quadri di campo;
- Posa in POWER-STATION;
- Posa in opera della rete di terra;
- Posa in opera dei quadri in corrente continua;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e quadri di campo;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli quadri di campo e inverter, mediante gli appositi cavidotti;
- Posa dei cavi di collegamento tra il quadro di parallelo in corrente alternata, la cabina di trasformazione BT/MT, la linea in MT;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

3.15 COLLAUDI

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

PROVE DI TIPO

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sotto posti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

PROVE DI ACCETTAZIONE IN OFFICINA

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

VERIFICHE IN CANTIERE

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni dovuti ai lavori o esecuzioni non a regola d'arte.

PROVE D'ACCETTAZIONE IN SITO

Congiuntamente all'installatore/appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto;

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10 Ω , l'appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prova di isolamento verso terra:

verifica di tutti i collegamenti elettrici in c.c. e c.a. nelle seguenti condizioni

- 1) temperatura ambiente: compresa tra 20 e 45 °C
- 2) umidità relativa: compresa tra 45 e 85%

3) tensione di prova: 2000 V, per 1 minuto
(tutte le apparecchiature elettroniche e i dispositivi di protezione, per i quali è dannoso tale livello di tensione, devono essere scollegati); la resistenza di isolamento dell'impianto deve essere adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 648/6;

8. Verifica degli organi di manovra e di protezione:

verifica della funzionalità di interruttori, sezionatori, contattori e scaricatori; controllo e regolazione delle soglie di intervento dei dispositivi;

9. Misura delle tensioni e delle correnti del campo fotovoltaico:

le misure, per ciascuna stringa, sono effettuate sui quadri di parallelo;

10. Verifica degli strumenti di misura:

verifica della funzionalità di contatori e indicatori.

3.16 VERIFICHE PER MESSA IN SERVIZIO

Prima della messa in servizio dell'impianto fotovoltaico saranno eseguiti i seguenti controlli dei vari campi:

- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche in corrente alternata BT;
- prove funzionali sui quadri e sulle apparecchiature elettriche della cabina MT;
- chiusura dell'interruttore di parallelo sulla rete MT;
- avviamento degli inverter;
- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di condizionamento e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.).

Secondo quanto è previsto all'art. 4, comma 4, del decreto 28 luglio 2005, integrato dal decreto 6 febbraio 2006 si procede a verificare le due seguenti condizioni:

$$a) P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$$

dove:

P_{cc} = potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del $\pm 2\%$;

P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico;

I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$ (deve essere $I > 600 \text{ W/M}^2$);

I_{stc} = 1000 W/m^2 (irraggiamento in condizioni di prova standard);

$$b) P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$$

dove:

Verde 4 s.r.l. 

GVC
SERVIZI DI INGEGNERIA

Progetto per la realizzazione di un
impianto agrivoltaico di potenza
nominale pari a 25.937,6 kWp nei
Comuni di Montorio nei Frentani,
Ururi, e Larino (CB)
Codice: G12903A01

P_{ca} = potenza attiva in corrente alternata, misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del $\pm 2\%$.

Tale condizione deve essere verificata per $P_{ca} > 90\%$ della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata.