

IMPIANTO FOTOVOLTAICO EG ELIOSFERA E OPERE CONNESSE

POTENZA IMPIANTO 19,98 MWp - COMUNE DI VENOSA (PZ)

Proponente

EG ELIOSFERA S.R.L.

VIA DEI PELLEGRINI 22 · 20122 MILANO (MI) · P.IVA: 11616250962 · PEC: egeliosfera@pec.it

Progettazione

Ing. Michele TASSELLI. Via Matera, 28 - 85100 Potenza (PZ)

tel.: 347/5407153 · e-mail: ing.tasselli@gmail.com · PEC: michele.tasselli2@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Potenza al n. 2180

Ing. Massimo BIANCO. Via S. Antonio, 14 - 85043 Latronico (PZ)

tel.: 328/3779118 · e-mail: prgbianco@gmail.com · PEC: massimo.bianco@ingpec.eu
Iscritto all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Potenza al n. 2347



Collaboratori

Ing. Gianpaolo PICCOLO

Via Grecia, snc - 85022 - Barile (PZ)
tel. 328/9489306, e-mail: gianpaolo.piccolo@gmail.com

Ing. Alfredo PIERRI

Viale Marconi, 127 - 85100 - Potenza
tel. 389/1766115, e-mail: alfredopierr@alice.it

Ing. Cristiano GIAMMATTEO

Via dei Longobardi, 15 - 85029 - Venosa (PZ)
tel. 320/0584557, e-mail: cristiano.giammatteo@gmail.com

Ing. Donald WILLIAM

Via D. Di Giura, 241 - 85100 - Potenza
tel. 324/9588529, e-mail: ing.donaldwilliam@gmail.com

Ing. Pietro NICODEMO

C.da Galdicello, 71 - 85044 - Lauria (PZ)
tel. 320/0584549, e-mail: pienicodemo@gmail.com

Coordinamento progettuale

RAMUNNO S.R.L.

C.DA CAOLO - ZONA P.I.P. · 85057 TRAMUTOLA (PZ) · P.IVA: 01633510761 · email: info@ramunnosrl.it



Titolo Elaborato

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILENAME	RIFERIMENTO	DATA	SCALA
Progetto definitivo	A.5	A.5	A3_3 PD	11/2021	-

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	05/11/2021	-	MT/MB	RAM	ENF



COMUNE DI VENOSA (PZ)
REGIONE BASILICATA



INDICE

A.5.a DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO.....	2
A.5.a.1 ELEMENTI PROGETTUALI E ARCHITETTONICI DELL’IMPIANTO.....	2
A.5.b DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO	7
A.5.b.1 Sito di installazione	7
A.5.b.2 Potenza totale e caratteristiche tecniche di impianto	10
MODULO FOTOVOLTAICO	13
INVERTER	16
TRASFORMATORE BT/MT.....	20
CABINA DI TRASFORMAZIONE.....	21
CABINA DI RACCOLTA MT.....	22
SERVIZI DI CABINA	24
COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE.....	25
COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE.....	31
RETE DI TERRA.....	36
SISTEMA DI MONITORAGGIO	37
A.5.b.3 Dati di irraggiamento solare e previsione di produzione energetica.....	39
A.5.c SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE	39
A.5.c.1 Protezione contro i contatti diretti.....	47
A.5.c.2 Protezione contro i contatti indiretti.....	47
A.5.c.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche	48
A.5.d NORME TECNICHE di riferimento	48

A.5.a - DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO

L'impianto fotovoltaico "EG Eliosfera" sorgerà in Località "Grottapiana", nel Comune di Venosa (PZ) e verrà collegato in antenna a 150 kV sulla Stazione Elettrica di trasformazione (SE) della RTN 380/150 kV, da inserire in entra-esce sulla linea a 380 kV "Melfi 380 – Genzano 380", di futura realizzazione.

L'estensione complessiva dell'impianto sarà pari a circa **20,5 ha** (superficie delimitata dalle recinzioni di impianto) e la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **19,98 MW_p** (somma della potenza dei moduli).

L'area disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è individuata al Catasto Terreni del comune di Venosa al foglio di mappa n° 40 particelle n. 31- 33 - 36 - 39 - 50 - 51 - 166 - 169 - 170, con una superficie pari a circa 22 ha.

L'elettrodotto per la connessione dell'impianto prevede l'interramento di un cavidotto MT per una lunghezza di circa 4 km, che dopo un primo tratto in uscita dal parco fotovoltaico, si sviluppa prevalentemente in adiacenza alla S.S. n. 655 e lungo la S.P. Montemilone – Venosa, fino a raggiungere la futura SSE Utente MT/AT, nelle adiacenze della stazione elettrica (SE) di TERNA SpA, anch'essa di futura realizzazione.

L'impianto, denominato "EG Eliosfera", è di tipo installato a terra e non integrato, con moduli fotovoltaici in silicio monocristallino montati su apposite strutture metalliche fisse.

Nel presente documento vengono descritte le attività ed i processi che saranno attuati sul sito, le caratteristiche prestazionali dell'impianto nel suo complesso e nelle sue componenti elementari, la sua producibilità annua e le modalità impiantistiche con cui si intende effettuare il collegamento con la RTN, rimandando al progetto AT le specifiche tecniche e dimensionali dello stallo e della soluzione tecnica di connessione.

A.5.a.1 ELEMENTI PROGETTUALI E ARCHITETTONICI DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico si compone essenzialmente di:

- generatore fotovoltaico
- strutture di sostegno ed ancoraggio
- cavi, cavidotti

- gruppi di conversione CC/CA
- quadri di protezione, sezionamento e misura
- trasformatori MT/BT
- cabine di campo e di raccolta MT
- trasformatori AT/MT

Le opere civili da realizzare, recinzione e viabilità interne incluse, risultano essere tutte compatibili con le caratteristiche del territorio. Esse, infatti, non comportano una variazione della “destinazione d’uso del territorio” e non necessitano di alcuna “variante allo strumento urbanistico”. Oltre all’installazione del generatore fotovoltaico, sarà necessario realizzare un elettrodotto per il trasporto dell’energia sino al punto di consegna, come riportato nelle tavole di progetto.

L’impianto fotovoltaico sarà realizzato utilizzando moduli fotovoltaici in silicio Monocristallino, composti da 132 celle fotovoltaiche ad altissima efficienza (>20%) e connesse elettricamente in serie, per una potenza complessiva di 650 Wp.

L’impianto sarà costituito da un totale di 30744 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 19.983,6 kWp.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da una maglia in acciaio zincato opportunamente dimensionata: saranno di 3 differenti tipologie (4 stringhe, 2 stringhe e 1 stringa), ma equivalenti dal punto di vista statico. Avranno una lunghezza variabile, multipla di 16.8 metri (struttura 1 stringa), mentre sono equivalenti rispetto alle altre misure. In termini di passo dei supporti di sostegno si hanno campate di circa 2,4 metri.

Tale struttura sarà inclinata di 20° rispetto al piano orizzontale e poggerà su pali in acciaio zincato infissi nel terreno, come da foto esemplificativa seguente:



Figura 1 – Rappresentazione indicativa della tipologia della struttura

Il procedimento di infissione dei sostegni a terra consente di evitare la realizzazione di plinti in cemento armato anche per forme di terreno più difficili (pietre ecc.); infatti in caso di sottosuoli in roccia, la macchina può essere attrezzata aggiuntivamente con un gruppo di foratura, procedendo con pali trivellati anziché infissi. Il montaggio è possibile anche su pendii.

Si tratta di una struttura modulare che si adatta alla configurazione elettrica e le esigenze del progetto, permettendo una minimizzazione di opere civili e quindi degli impatti sul territorio.

Di seguito si riportano delle rappresentazioni della struttura di supporto.

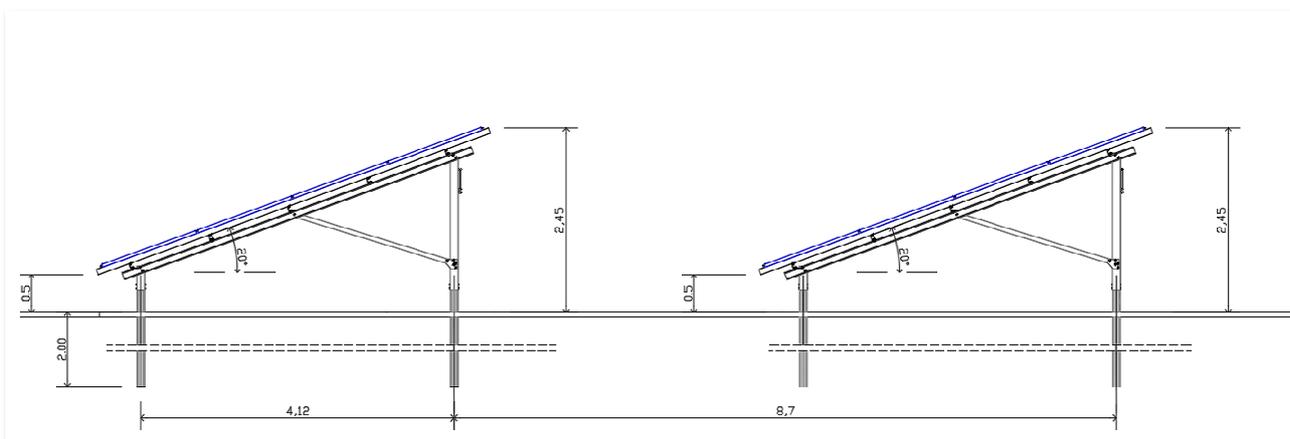


Figura 2 – Caratteristiche dimensionali della struttura

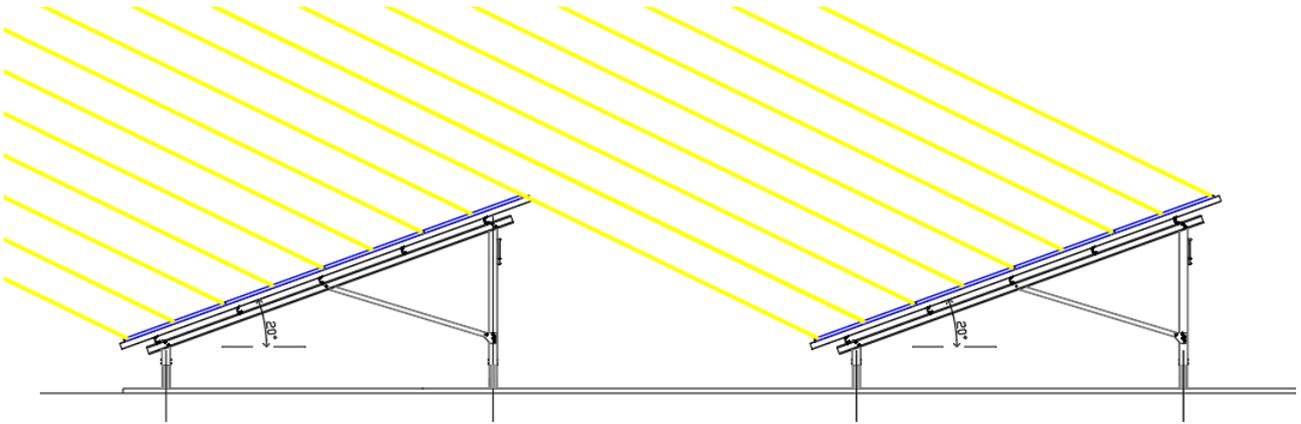


Figura 1: Radiazione solare al 21 Dicembre (ore 12.00)

PROSPETTO POSTERIORE

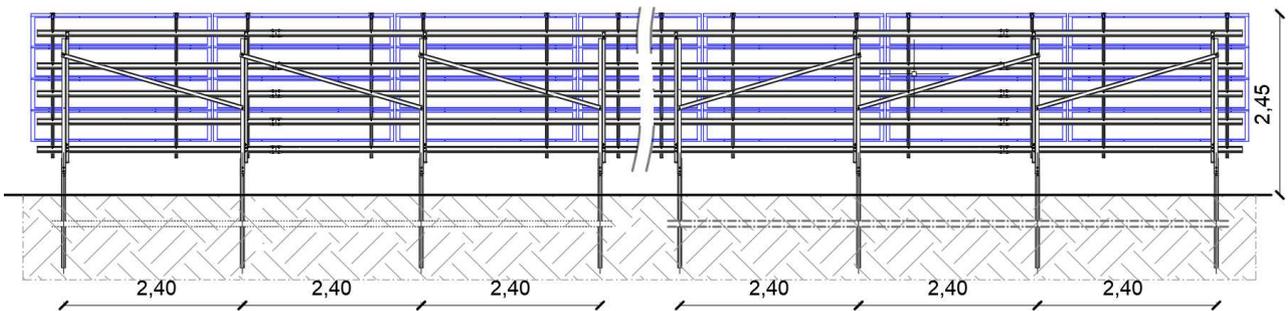


Figura 2: Struttura di sostegno – Prospetto Posteriore

PROSPETTO FRONTALE

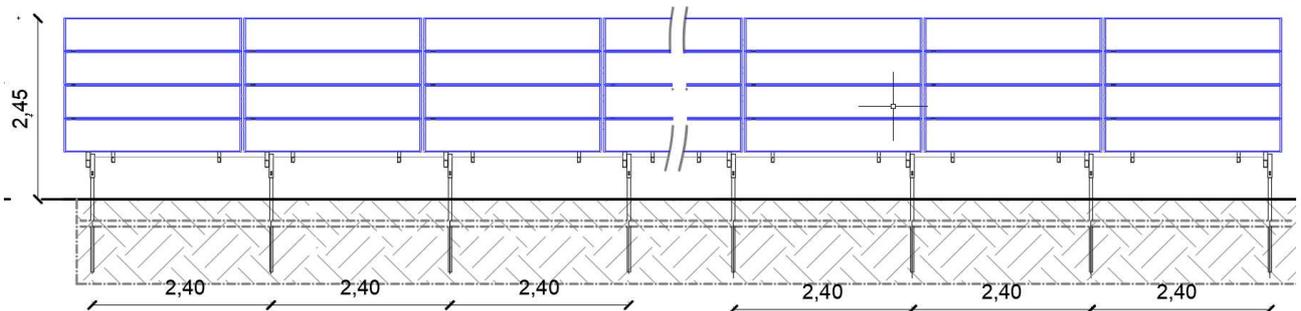


Figura 3 Struttura di sostegno – Prospetto Frontale

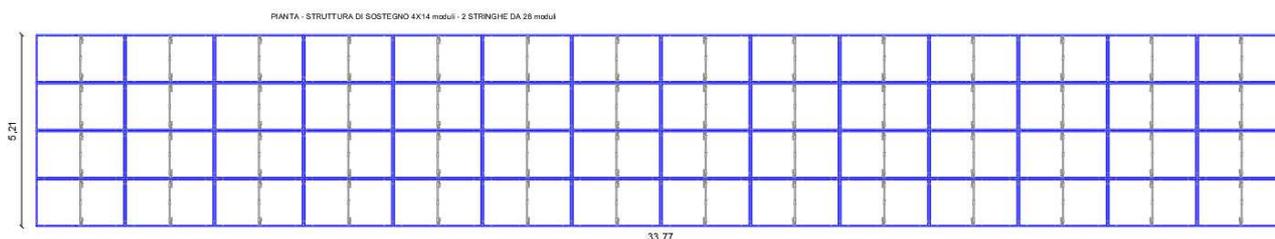


Figura 4 - Struttura di sostegno 4x14 moduli- 2 Stringhe - Pianta

Le traverse, fissate al sostegno con particolari morsetti, sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio.

Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici.

Le colonne portanti della struttura vengono infisse nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo e comunque maggiore di 1,5 m, solitamente non superiori a 2,0 metri e sono costituite da supporti in acciaio zincato collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture di sostegno dei pannelli.

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza solitamente di circa 50 cm nella parte bassa (anteriore) e inclinate di 20° rispetto l'orizzontale. Si tratta di un sistema strutturale semplice e molto utilizzato: i moduli bifacciali poggiano su dei profili metallici "arcarecci" orizzontali della forma a C (65x42) a loro volta ancorati ad un traverso inclinato (profilo a C – UPN 80) che collega i montanti (profilo a C – UPN80). Il sistema inoltre è controventato sul lato posteriore e irrigidito da dei puntoni della forma a C (65x42).

Per la realizzazione dell'impianto verranno impiegate tre tipologie di strutture 4x28 moduli (4 Stringhe), 4x14 moduli (2 Stringhe) e 4x7 moduli (1 Stringa).

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante n° 100 convertitori statici trifase (inverter) multi-stringa del tipo SUN2000-215KTL-H3 (o similari), con potenza nominale in uscita AC pari a 200 kW. Al fine di massimizzare la producibilità di energia sarà dotato di sistema di inseguimento solare. L'impianto sarà suddiviso in 8 sottocampi ciascuno dotato di 1 cabina di campo con trasformazione BT/MT. Sono previste, inoltre, 3 cabine "ausiliari" e una cabina di raccolta/consegna.

I trasformatori di elevazione BT/MT saranno della potenza di 2500 KVA a singolo secondario ed avranno una tensione al primario di 30kV, mentre al secondario di 800V. Ognuno di essi sarà alloggiato all'interno di una cabina di trasformazione in accoppiamento con quadristica sia BT che MT.

L'accesso all'area recintata sarà sorvegliato automaticamente da un sistema di video-sorveglianza composto da:

- telecamere TVCC tipo fisso Day-Night, per visione diurna e notturna, con illuminatore a IR, ogni 45-50 m;
- telecamere di tipo DOME posizionate sulle cabine di trasformazione e raccolta

A.5.b DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Gli aspetti tecnico – progettuali che caratterizzano il progetto scaturiscono da un'attenta analisi dei luoghi e l'azione progettuale è ispirata dal principio di ottimizzazione dello stesso al fine di ottenere una soluzione funzionale, con il minore impatto ambientale e con un adeguato livello di sicurezza.

Le scelte progettuali, pertanto, sono orientate alla salvaguardia ambientale ed alla minimizzazione degli impatti prodotti sia dal processo di cantierizzazione, che dalle successive fasi di esercizio e dismissione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di servizio e trasformazione, di consegna e ricezione.

A.5.b.1 Sito di installazione

L'impianto fotovoltaico sorgerà in un'area che si estende su una superficie agricola del Comune di Venosa e, per la parte delle opere di connessione alla RTN, nel Comune di Montemilone.

L'area disponibile per l'installazione dell'impianto fotovoltaico è individuata al Catasto Terreni del comune di comune di Venosa al foglio di mappa n° 40 particelle n. 31- 33 - 36 - 39 - 50 - 51 - 166 - 169 – 170.

Tutte le particelle catastali interessate dalle opere di connessione ubicate al di fuori delle p.lle di

impianto (per le quali la società proponente ha già acquisito la disponibilità delle superfici), sono riportate in maniera dettagliata all'interno del Piano Particellare di cui all'elaborato progettuale A.12.a.1; nella tabella seguente si riporta uno stralcio del suddetto Piano Particellare, con elenco delle particelle catastali e della procedura da espletare per l'acquisizione della disponibilità delle stesse. Si specifica che per circa 2,3 Km di tracciato (dalla p.lla 286 alla p.lla 318 del fg. 32 del Comune di Montemilone) l'elettrodotto interesserà la fascia di terreno in adiacenza alla S.S. 655, da un punto di vista catastale costituita da diverse p.lle di proprietà di ditte private; in corrispondenza delle p.lle 288 e 295 il cavo sarà posato tramite staffaggio sulla spalla del breve tratto di viadotto. Oltre alle p.lle di proprietà privata, l'elettrodotto di connessione interesserà per circa 1,2 Km la S.P. Montemilone – Venosa, mentre sulla p.lla 18 del fg. 40 del Comune di Venosa e sulla p.lla 203 del fg. 32 del Comune di Montemilone interesserà terreni nella disponibilità di Enti pubblici: in questi casi si procederà con apposite autorizzazioni/stipula di convenzioni.

PARTICELLE INTERESSATE DA ESPROPRIO				
AREA CABINA ELEVAZIONE UTENTE				
n.	Comune	Foglio	Particella	Procedura da effettuarsi
1	Montemilone	32	36	Esproprio
2	Montemilone	32	48	Esproprio

PARTICELLE INTERESSATE DA SERVITU' DI ELETTRODOTTO				
COATTIVO / CONVENZIONE				
CAVIDOTTO MT				
n.	Comune	Foglio	Particella	Procedura da effettuarsi
1	Venosa	40	53	Servitù di elettrodotto
2	Venosa	40	167	Servitù di elettrodotto
3	Venosa	40	18	Convenzione con ente pubblico
4	Montemilone	32	203	Convenzione con ente pubblico
5	Montemilone	32	197	Servitù di elettrodotto
6	Montemilone	32	287	Servitù di elettrodotto
7	Montemilone	32	284	Servitù di elettrodotto
8	Montemilone	32	286	Servitù di elettrodotto
9	Montemilone	32	293	Servitù di elettrodotto
10	Montemilone	32	283	Servitù di elettrodotto
11	Montemilone	32	288	Convenzione con ente pubblico
12	Montemilone	32	295	Convenzione con ente pubblico
13	Montemilone	32	291	Servitù di elettrodotto
14	Montemilone	32	274	Servitù di elettrodotto
15	Montemilone	32	306	Servitù di elettrodotto
16	Montemilone	32	271	Servitù di elettrodotto
17	Montemilone	32	259	Servitù di elettrodotto
18	Montemilone	32	262	Servitù di elettrodotto
19	Montemilone	32	268	Servitù di elettrodotto
20	Montemilone	32	265	Servitù di elettrodotto
21	Montemilone	32	256	Servitù di elettrodotto
22	Montemilone	32	323	Servitù di elettrodotto
23	Montemilone	32	320	Servitù di elettrodotto
24	Montemilone	32	315	Servitù di elettrodotto
25	Montemilone	32	340	Servitù di elettrodotto
26	Montemilone	32	331	Servitù di elettrodotto
27	Montemilone	32	312	Servitù di elettrodotto
28	Montemilone	32	318	Servitù di elettrodotto
29	Montemilone	32	36	Servitù di elettrodotto
30	Montemilone	32	253	Servitù di elettrodotto

CAVIDOTTO AT				
31	Montemilone	32	253	Servitù di elettrodotto
32	Montemilone	32	49	Servitù di elettrodotto
33	Montemilone	32	66	Servitù di elettrodotto

Tabella 1 - Elenco delle particelle catastali interessate da procedure di servitù-esproprio-convenzioni

La progettazione dell'impianto è stata approntata con un offset minimo di 5 metri dai confini esterni delle proprietà in quanto:

- di norma l'area riguardante il progetto è circondata da una strada perimetrale per motivi legati alla mobilità e/o manutenzione;
- vi sono spesso localizzati i locali tecnici (cabine di trasformazione e d'impianto);
- tratti in MT, di camminamento o di sicurezza possono circondare il perimetro del progetto;
- fornire ulteriore spazio in fase di progettazione.

In fase esecutiva verrà individuata chiaramente la collocazione degli accessi principali. Tali punti dovranno essere facilmente accessibili dai mezzi provenienti dalle strade principali e comprendere uno spazio sufficientemente ampio da permettere ai veicoli pesanti di effettuare manovre. Inoltre, è stata prevista all'interno dell'area di progetto una sufficiente rete di strade di servizio e perimetrali per raggiungere agevolmente tutte le zone d'impianto.

Sono state previste apposite aree di deposito per attrezzature e materiali e sono state evitate interferenze con le infrastrutture presenti sul sito.

A.5.b.2 Potenza totale e caratteristiche tecniche di impianto

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato come criterio di scelta quello di suddividere l'impianto in otto sottocampi con potenze variabili tra 2,4 e 2,6 MW e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

Per ognuno dei sottocampi è previsto un locale di trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter di stringa), il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;

2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Il generatore fotovoltaico sarà suddiviso in stringhe singolarmente sezionabili.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 8 campi indipendenti. È stata prevista un'unica cabina di raccolta a sua volta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del distributore.

Le uscite delle stringhe vengono portate all'ingresso dell'inverter nei singoli canali MPPT, in modo da avere un'ottimizzazione delle potenze in gioco. Ciascun gruppo di inverter verrà collegato al relativo trasformatore attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

I trasformatori saranno alloggiati in appositi locali, denominati locali di trasformazione, disposti in posizione baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata, e consentiranno di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico al livello necessario per eseguire il collegamento con la sezione MT della sottostazione di utenza AT/MT.

All'interno di ciascun locale di "trasformazione" sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili, per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sotto carico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Da ciascun quadro di media tensione del locale cabina di trasformazione, partirà una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 30 kV che andrà ad attestarsi sulla corrispondente "cella partenza linea" del quadro elettrico di media tensione installato all'interno del locale MT.

La rete MT prevede un unico anello composto dalle cabine MT/BT collegate in entra- esci.

Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione di smistamento di Terna a 150kV.

L'impianto sarà costituito da un totale di 30744 moduli per una conseguente potenza di picco pari a 19.983,6 kW_p, come da configurazione di seguito riportata.

SOTTOCAMPI	inverter		Potenza inverter	Struttura di Sostegno 4*28 moduli	Struttura di Sostegno 4*14 moduli	Struttura di Sostegno 4*7 moduli	Stringhe	Configurazione	Moduli		Potenza campo FV
	n°	KW		n°	n°	n°			n°	n°	
Sottocampo 1	13	200	2.600	35	1	1	143	13 Inverter con 11 Stringhe	4004	650	2.602,60
Sottocampo 2	13	200	2.600	30	7	9	143	13 Inverter con 11 Stringhe	4004	650	2.602,60
Sottocampo 3	13	200	2.600	29	5	16	142	12 Inverter con 11 Stringhe 1 Inverter con 10 Stringhe	3976	650	2.584,40
Sottocampo 4	13	200	2.600	33	3	4	142	12 Inverter con 11 Stringhe 1 Inverter con 10 Stringhe	3976	650	2.584,40
Sottocampo 5	12	200	2.400	13,5	32	14	132	12 Inverter con 11 Stringhe	3696	650	2.402,40
Sottocampo 6	12	200	2.400	31,5	3	0	132	12 Inverter con 11 Stringhe	3696	650	2.402,40
Sottocampo 7	12	200	2.400	25	15	2	132	12 Inverter con 11 Stringhe	3696	650	2.402,40
Sottocampo 8	12	200	2.400	9	43	10	132	12 Inverter con 11 Stringhe	3696	650	2.402,40
TOTALE IMPIANTO FV	100	200	20.000	206	109	56	1.098	98 inverter con 11 stringhe 2 inverter con 10 stringhe	30.744	650	19.983,6

Potenza di Picco Impianto FV	19,98	MW
Potenza Immissione in rete (da preventivo Terna)	20	MW

In aggiunta a quanto sopra riportato sono previsti:

- cavi elettrici solari di bassa tensione in corrente continua per il collegamento delle stringhe;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- N° 8 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali di trasformazione ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- 8 trasformatori BT/MT da 2500 kVA;
- N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive

- 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT, le apparecchiature in MT e i quadri BT;
- N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati i sistemi di storage per accumulo dell'energia elettrica prodotta
 - N. 8 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 18 mq (6 x 3,00 x 3,00 (h) metri) nelle quali saranno collocati gli inverter per lo storage e le relative apparecchiature di controllo e protezione
 - N. 3 cabine del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 50 mq (12,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) per servizi ausiliari di centrale, ausiliari di impianto e riserva
 - N° 2 linee di media tensione in cavo interrato unipolare ad elica visibile tipo ARE4H5EX;
 - N. 1 cabine di raccolta del tipo prefabbricato in cemento armato vibrato, di dimensioni complessive 65 mq (16,36 x 4,00 x 3,00 (h) metri) nella quale saranno collocati apparecchiature in MT, quadri ausiliari e misure;

A seguire le principali specifiche delle principali componenti.

MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico di progetto è di tipo monocristallino, composto da 132 celle solari rettangolari.

La protezione frontale è costituita da un vetro con spessore di 2 mm, a tecnologia avanzata e costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in lega di alluminio anodizzato.

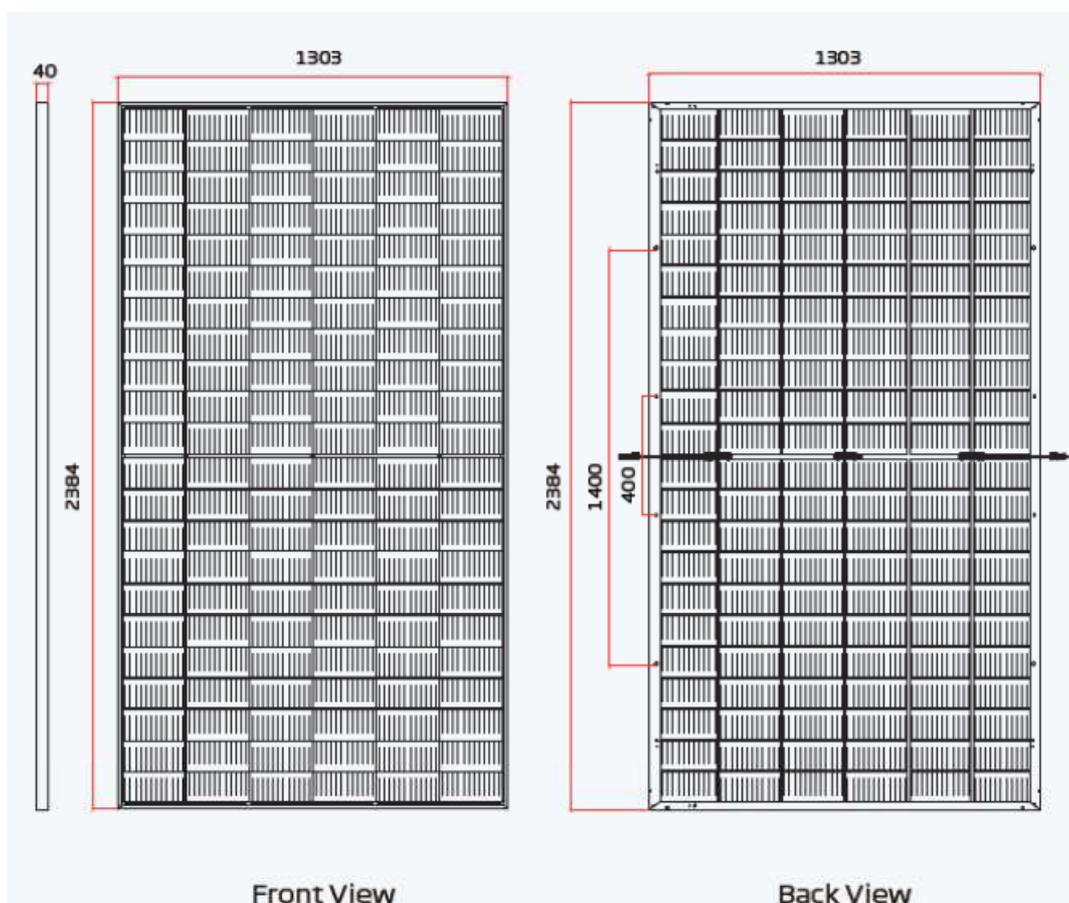


Figura 7 – Modulo fotovoltaico

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2

 STC: Irradiance:1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Power Bifaciality:70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87

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

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×40 mm (93.86×51.30×1.57 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(L.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{MAX}	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V_{OC}	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe, costituite da 28 moduli in serie.

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- $T_{\text{riferimento}} = 25^{\circ} \text{C}$;
- $T_{\text{minima}} = -10^{\circ} \text{C}$;
- $T_{\text{massima}} = 70^{\circ} \text{C}$.

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{inv MPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

$$V_{\text{oc max}} < V_{\text{inv max}}$$

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPTmax}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

Considerando per le stringhe i valori riportati di seguito:

- $U_{\text{oc}} [\text{V}] = 1.385$
- $U_{\text{MPPmax}} [\text{V}] = 1.148$
- $I_{\text{max}} [\text{A}] = 17.27$
- $I_{\text{sc}} [\text{A}] = 18,35$

Le verifiche risultano soddisfatte, come riportato nella tabella sottostante:

Max. DC short-circuit current 650 Watt - STRINGA 28 MODULI							
Intensità di Corrente (I) Modulo 650W [A]		Temperature Coefficient of I	Intensità di Corrente (I) T=70° Δ=35° [A]	Intensità di Corrente (I) 1 Stringa Pnom (T=25°) [A]	Intensità di Corrente (I) 13 Stringhe Pnom (T=70°) [A]	Max. PV input current MMP [A]	Inverter Intensità di Corrente (I) input [A]
I_{mp}	17,27	0,040% /°C	17,51	17,27	227,7	100	Number of MPP Trackers 3 Max. Current per MPPT 100A/100A/100A Max. PV Inputs per MPPT 4/5/5
I_{sc}	18,35		18,61	18,35	241,9		
Tensione Modulo 650 W [V]		Temperature Coefficient of V	Tensione Modulo T=-10° Δ=30° [V]	Tensione Stringa Pnom 28 moduli (T=25°) [V]	Tensione Stringa 28 moduli (Tmin=-10°) [V]	Inverter voltage range [V]	Inverter MPP voltage range [V]
V_{mp}	37,7	-0,25% /°C	41,00	1055,6	1148,0	500 - 1500	Max. PV Inputs per MPPT 4/5/5 MPPT Operating Voltage Range 500 V ~ 1,500 V
V_{oc}	45,5		49,48	1274,0	1385,5	1500	

INVERTER

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione.

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo multi-stringa SUN2000-215KTL-H3 (o similari), da 200 kW.



Figura 8 – Inverter statico trifase

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- filtro lato corrente continua
- ponte a semiconduttori (IGBT)
- unità di controllo
- filtro di uscita
- sistema di acquisizione dati (DAS)

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche per cento.

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore di connessione con la rete a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e di dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

L'unità di controllo è costituita da:

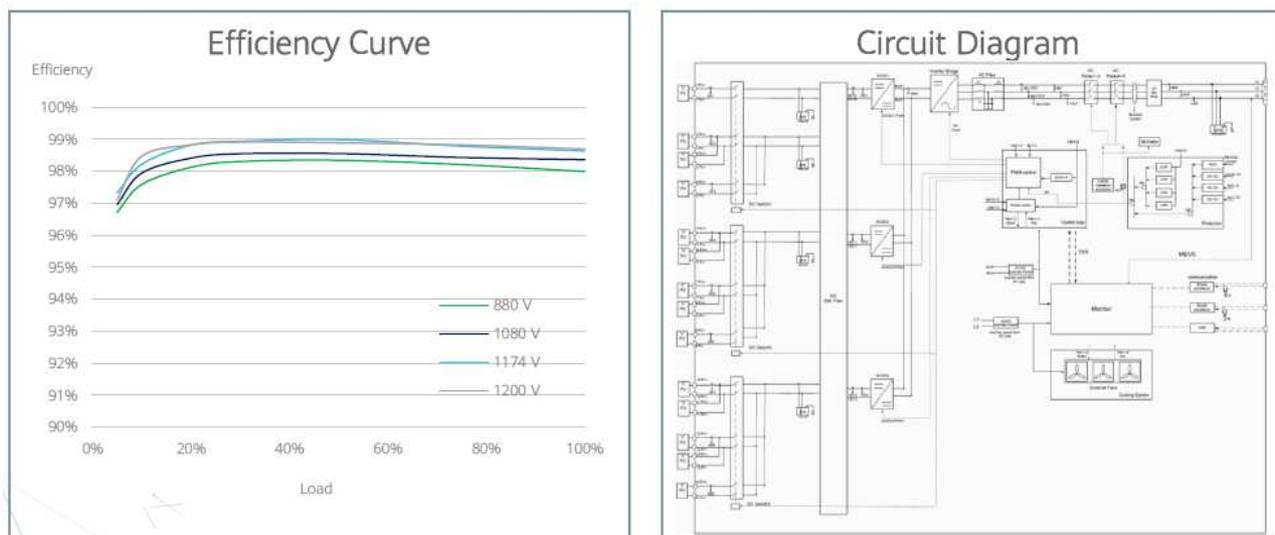
- schede di pilotaggio del convertitore
- circuiti di regolazione
- logiche e limiti convertitore

- alimentatore servizi interni
- protezioni
- circuiti ausiliari di interazione
- controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto di un predeterminato valore nominale o in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Nella tabella seguente vengono riportate le caratteristiche tecniche degli inverter scelti.

Efficiency	
Max. Efficiency	≥99.0%
European Efficiency	≥98.6%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Number of MPP Trackers	3
Max. Current per MPPT	100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT	4/5/5
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 1%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless



TRASFORMATORE BT/MT

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori BT/MT.

I trasformatori scelti sono del tipo inglobato in resina epossidica e ubicati all'interno di appositi fabbricati, per ridurre il rischio di incendio. L'utilizzo di eventuali varianti alle tipologie previste (es trasformatori ad olio) comporterà, comunque, il rispetto delle norme in materia di prevenzione incendi (compartimentazione locali, presidi antincendio, sistemi di raccolta, etc.).



Figura 9 – Trasformatore di elevazione BT/MT da 2500kVA (immagine indicativa)

Tenendo conto delle potenze nominali dei sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare un'unica tipologia di Trasformatore BT/MT, avente le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione BT/MT:	800 V / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Sistema raffreddamento:	ONAN – Oil Natural, Air Natural
Vcc%	6%
Isolamento	RESINA

CABINA DI TRASFORMAZIONE

I Trasformatori saranno alloggiati in apposite cabine di campo, unitamente ad altre apparecchiature che di seguito vengono descritte.

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso. Nel caso specifico, sul lato MT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore automatico con relè di protezione.

Nelle cabine di campo, oltre al trasformatore, è previsto un quadro generale di Bassa Tensione e le seguenti apparecchiature di Media Tensione:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA completi di relè di protezione;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello e la messa fuori tensione e in sicurezza della cabina.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF₆ o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento: 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

In ogni sottocampo verrà installato un quadro di bassa tensione che raccoglie l'energia prodotta da ciascun inverter. I servizi ausiliari di cabina e di campo saranno alimentati mediante un trasformatore BT/BT, 800/400.

CABINA DI RACCOLTA MT

Le cabine di campo sono collegate in entra-esce fino all'unica cabina di raccolta. All'interno della cabina è installato un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF₆.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

Il quadro elettrico di media tensione sarà costituito dai seguenti scomparti:

- 1 scomparto di arrivo linea completo di spie presenza rete, risalita sbarre, TA e TO di protezione;
- 1 scomparto di protezione generale composto da un IMS e da un interruttore a comando motorizzato. Tale scomparto costituisce anche dispositivo di interfaccia alla rete;
- 2 scomparti misure fiscali e protezioni;
- 2 scomparti partenza linee;
- 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari.

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16, e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di conversione e trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 400kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Trasformatore Servizi Ausiliari MT/BT

È previsto un trasformatore MT/BT, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico

isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato “quadro elettrico servizi ausiliari”.

QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

SERVIZI DI CABINA

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

All'interno dell'impianto di utenza si individuano tre differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua per il collegamento dalle stringhe agli inverter.
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente alternata per il collegamento dagli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione
- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter di stringa;

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

Cavi c.c. BT Stringhe

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.

DESCRIZIONE

Cavo unipolare flessibile stagnato per collegamenti di impianti fotovoltaici. Isolamento e guaina realizzati con mescola elastomerica senza alogeni non propagante la fiamma.

Conduttore

Corda flessibile di rame stagnato, classe 5

Isolante

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità G21 LS0H = Low Smoke Zero Halogen

Guaina esterna

Mescola LS0H di gomma reticolata speciale di qualità M21

Colore anime

Nero

Colore guaina

Blu, rosso, nero

CARATTERISTICHE TECNICHE

Tensione massima: 1800 V c.c. - 1200 V c.a.

Temperatura massima di esercizio: 90°C

Temperatura minima di esercizio: -40°C

Temperatura minima di posa: -40°C

Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Sforzo massimo di trazione: 15 N/mm²

Raggio minimo di curvatura: 4 volte il diametro esterno massimo

Condizioni di impiego

Per l'interconnessione di elementi di impianti fotovoltaici. Adatti per l'installazione fissa all'esterno e all'interno, entro tubazioni in vista o incassate o in sistemi chiusi similari. Adatti per la posa direttamente interrata o entro tubo interrato.

Per il dimensionamento del cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc \text{ stringa}} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

✓ $U_{oc \text{ stringa}}$ è la tensione a vuoto di stringa [V];

✓ U_o è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];

✓ U è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_o \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

- I_o è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della

norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;

- K_1 , K_2 , K_3 e K_4 sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:

- K_1 fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
- K_2 fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
- K_3 fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
- K_4 fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori K_2 , K_3 e K_4 sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di K_1 invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_o)]}$$

in cui:

- θ_s è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- θ_a è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- θ_o è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot 2 \cdot L \cdot I_{sc} / (U_{MPP})$$

dove:

✓ I_{sc} è la corrente di cortocircuito di stringa;

✓ r è la resistenza del cavo [Ω/km];

✓ L è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter [m];

✓ U_{MPP} è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Si riportano di seguito le verifiche effettuate e le sezioni adottate per gli intervalli di lunghezza individuati nel progetto:

Calcolo Caduta di Tensione BT in cc - STRINGHE - INVERTER						
Cavo solare FG21M21					Caduta di tensione BT	
Corrente Max =1,25 I _{sc} A	Limite Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Tensione Stringa V	ΔV cosφ= 1	ΔV %
22,9375	0,05	4	5,09	1055,6	11,68	1,11%
22,9375	0,1	6	3,39	1055,6	15,55	1,47%
22,9375	0,15	10	1,95	1055,6	13,42	1,27%
STIMA PERDITE BT - IMPIANTO FV in corrente continua - stringa-inverter						1,00%

Cavi c.a. BT Inverter – Quadri BT (in cabina)

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione S di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo I_z non inferiore alla corrente di impiego I_B del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter (180,5 A circa).

I cavi saranno posate ad una profondità di posa di 1,20 m misurato dall'estradosso superiore.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Tipologia di cavo

FG16OR16-0,6/1 kV

Descrizione

- Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)

- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale U_0/U : 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.
- Tensione massima U_m : 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra
- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

Marcatura

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]

Condizioni di posa e tipo di impiego

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione del rame
- Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:
- Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati; per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

VERIFICHE PORTATA CAVO BT (ca) FG16OR16 - INVERTER - CABINA (a 120 cm di posa)			
Sezione mmq	Portata A		Massima Intensità di Corrente - Uscita Inverter
120	252	>	155,2
150	326,4	>	155,2
185	367,2	>	155,2
240	432	>	155,2
Iz > IB VERIFICATO			

Di seguito il dimensionamento di tutte le sezioni dei sottocampi.

SOTTOCAMPI	SEZIONI	inverter		Struttura di	Struttura di	Struttura di	Stringhe	Moduli		Potenza campo	distanza inverter cabina	Cavo tripolare (rame) Fg16OR16			Perdite di tensione BT INVERTER - CABINA		
		n°	KW	4*28 Moduli	4*14 Moduli	4*7 Moduli		n°	W			Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Reattanza x Ω/km	ΔV cosφ= 0,95	ΔV % (Vac=800V)	
				n°	n°	n°											
Sottocampo 1	1.1	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%	
	1.2	1	200	2,75			11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%	
	1.3	1	200	2,75				11	308	650	200,20	115	185	0,1250	0,0742	5,09	0,64%
	1.4	1	200	2,75				11	308	650	200,20	125	185	0,1250	0,0742	5,53	0,69%
	1.5	1	200	2,75				11	308	650	200,20	135	185	0,1250	0,0742	5,98	0,75%
	1.6	1	200	2,75				11	308	650	200,20	140	185	0,1250	0,0742	6,20	0,77%
	1.7	1	200	2,75				11	308	650	200,20	150	185	0,1250	0,0742	6,64	0,83%
	1.8	1	200	2,75				11	308	650	200,20	160	185	0,1250	0,0742	7,08	0,89%
	1.9	1	200	2,75				11	308	650	200,20	170	185	0,1250	0,0742	7,52	0,94%
	1.10	1	200	2,75				11	308	650	200,20	175	185	0,1250	0,0742	7,75	0,97%
	1.11	1	200	2,75				11	308	650	200,20	185	185	0,1250	0,0742	8,19	1,02%
	1.12	1	200	2,75				11	308	650	200,20	205	240	0,0966	0,0752	7,37	0,92%
	1.13	1	200	2,75				11	308	650	200,20	250	240	0,0966	0,0752	8,95	1,12%
totale 1	13	2.600	35	1	1	143	4.004	650	2.602,6	1930				PERDITE DC CAMPO 1	0,81%		
Sottocampo 2	2.1	1	200	1	2	3	11	308	650	200,20	105	185	0,1250	0,0742	4,65	0,58%	
	2.2	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	85	120	0,1910	0,0740	5,43	0,68%	
	2.3	1	200	1,5	2	1	11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%	
	2.4	1	200	2,75				11	308	650	200,20	70	120	0,1910	0,0740	4,47	0,56%
	2.5	1	200	2,75				11	308	650	200,20	50	120	0,1910	0,0740	3,19	0,40%
	2.6	1	200	2,75				11	308	650	200,20	30	120	0,1910	0,0740	1,91	0,24%
	2.7	1	200	2,25			2	11	308	650	200,20	30	120	0,1910	0,0740	1,91	0,24%
	2.8	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%	
	2.9	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	2.10	1	200	2,75				11	308	650	200,20	30	120	0,1910	0,0740	1,91	0,24%
	2.11	1	200	2,75				11	308	650	200,20	110	185	0,1250	0,0742	4,87	0,61%
	2.12	1	200	2,75				11	308	650	200,20	35	120	0,1910	0,0740	2,23	0,28%
	2.13	1	200	2,75				11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%
totale 2	13	2.600	30	7	9	143	4.004	650	2.602,6	735				PERDITE DC CAMPO 2	0,41%		
Sottocampo 3	3.1	1	200	2,75				11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%
	3.2	1	200	2,75				11	308	650	200,20	70	120	0,1910	0,0740	4,47	0,56%
	3.3	1	200	2,75				11	308	650	200,20	55	120	0,1910	0,0740	3,51	0,44%
	3.4	1	200	2,75				11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%
	3.5	1	200	2,75				11	308	650	200,20	35	120	0,1910	0,0740	2,23	0,28%
	3.6	1	200	2,75				11	308	650	200,20	25	120	0,1910	0,0740	1,60	0,20%
	3.7	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	25	120	0,1910	0,0740	1,60	0,20%	
	3.8	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	3.9	1	200	2,5	0,5			11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%
	3.10	1	200	2,25	0,5	1	11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	3.11	1	200	1,75	1	2	11	308	650	200,20	25	120	0,1910	0,0740	1,60	0,20%	
	3.12	1	200	2	1	1	11	308	650	200,20	35	120	0,1910	0,0740	2,23	0,28%	
	3.13	1	200	2,75			10	10	280	650	182,00	10	120	0,1910	0,0740	0,64	0,08%
totale 3	13	2.600	29	5	16	142	3.976	650	2.584,4	490				PERDITE DC CAMPO 3	0,30%		
Sottocampo 4	4.1	1	200	1	2	3	11	308	650	200,20	130	185	0,1250	0,0742	5,75	0,72%	
	4.2	1	200	2,5		1	11	308	650	200,20	120	185	0,1250	0,0742	5,31	0,66%	
	4.3	1	200	2,75				11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%
	4.4	1	200	2,75				11	308	650	200,20	65	120	0,1910	0,0740	4,15	0,52%
	4.5	1	200	2,75				11	308	650	200,20	50	120	0,1910	0,0740	3,19	0,40%
	4.6	1	200	2,75				11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%
	4.7	1	200	2,25	1			11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%
	4.8	1	200	2,75				11	308	650	200,20	35	120	0,1910	0,0740	2,23	0,28%
	4.9	1	200	2,75				11	308	650	200,20	25	120	0,1910	0,0740	1,60	0,20%
	4.10	1	200	2,75				11	308	650	200,20	180	185	0,1250	0,0742	7,97	1,00%
	4.11	1	200	2,75				11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%
	4.12	1	200	2,75				11	308	650	200,20	45	120	0,1910	0,0740	2,87	0,36%
	4.13	1	200	2,5			10	10	280	650	182,00	55	120	0,1910	0,0740	3,51	0,44%
totale 4	13	2.600	33	3	4	142	3.976	650	2.584,4	890				PERDITE DC CAMPO 4	0,47%		
Sottocampo 5	5.1	1	200		5	1	11	308	650	200,20	115	185	0,1250	0,0742	5,09	0,64%	
	5.2	1	200		4	3	11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%	
	5.3	1	200		4	3	11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%	
	5.4	1	200		3	5	11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	5.5	1	200		5,5		11	308	650	200,20	105	185	0,1250	0,0742	4,65	0,58%	
	5.6	1	200		4,5	2	11	308	650	200,20	100	185	0,1250	0,0742	4,43	0,55%	
	5.7	1	200	0,75	4		11	308	650	200,20	70	120	0,1910	0,0740	4,47	0,56%	
	5.8	1	200	2,75				11	308	650	200,20	80	120	0,1910	0,0740	5,11	0,64%
	5.9	1	200	1,75	2			11	308	650	200,20	35	120	0,1910	0,0740	2,23	0,28%
	5.10	1	200	2,75				11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%
	5.11	1	200	2,75				11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%
	5.12	1	200	2,75				11	308	650	200,20	120	185	0,1250	0,0742	5,31	0,66%
	totale 5	12	2.400	14	32	14	132	3.696	650	2.402,4	665				PERDITE DC CAMPO 5	0,46%	
Sottocampo 6	6.1	1	200	2,25	1		11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	6.2	1	200	2,75			11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%	
	6.3	1	200	2,75			11	308	650	200,20	65	120	0,1910	0,0740	4,15	0,52%	
	6.4	1	200	2,75			11	308	650	200,20	85	120	0,1910	0,0740	5,43	0,68%	
	6.5	1	200	2,75			11	308	650	200,20	95	120	0,1910	0,0740	6,06	0,76%	
	6.6	1	200	2,75			11	308	650	200,20	105	185	0,1250	0,0742	4,65	0,58%	
	6.7	1	200	2,75			11	308	650	200,20	20	120	0,1910	0,0740	1,28	0,16%	
	6.8	1	200	1,75	2		11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%	
	6.9	1	200	2,75			11	308	650	200,20	55	120	0,1910	0,0740	3,51	0,44%	
	6.10	1	200	2,75			11	308	650	200,20	65	120	0,1910	0,0740	4,15	0,52%	
	6.11	1	200	2,75			11	308	650	200,20	85	120	0,1910	0,0740	5,43	0,68%	
	6.12	1	200	2,75			11	308	650	200,20	95	120	0,1910	0,0740	6,06	0,76%	
	totale 6	12	2.400	31,5	3	0	132	3.696	650	2.402,4	770				PERDITE DC CAMPO 6	0,49%	
Sottocampo 7	7.1	1	200	2,75			11	308	650	200,20	50	120	0,1910	0,0740	3,19	0,40%	
	7.2	1	200	2,75			11	308	650	200,20	40	120	0,1910	0,0740	2,55	0,32%	
	7.3	1	200	2,75			11										

Cavi c.a. Quadri BT (in cabina) - Trasformatore

Si utilizzerà la medesima tipologia di cavo descritta al paragrafo precedente (FG16OR16 0,6/1 kV) Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore. I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

In line a generale, si ritiene di uniformare la sezione dei cavi, considerando il valore di massima corrente pari a 1850 A, utilizzando cinque corde ognuna di sezione pari a 630 mmq per ogni fase e considerando le seguenti condizioni di esercizio:

- temperatura di esercizio del conduttore 70°C
- temperatura ambiente per posa in aria: 30°C
- temperatura del terreno per posa interrata: 20°C
- resistività termica del terreno: 100°C cm/W

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

I collegamenti elettrici in media tensione riguardano, oltre ai modesti tratti in cabina, l'anello di collegamento fra le cabine di campo (trasformazione) e la cabina di raccolta, nonché la realizzazione dell'elettrodotto di connessione verso la sottostazione di trasformazione MT/AT.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K_1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)

K_2 coefficiente di correzione per profondità di posa

K_3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

K_4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- | | |
|---|-----------------------------------|
| – temperatura di riferimento dell'aria ambiente | 30°C |
| – temperatura di riferimento del suolo | 20°C |
| – resistività termica del terreno | 1°C m/W |
| – temperatura massima in condizioni di esercizio normali | 105°C |
| – temperatura massima in condizioni di corto circuito | 300°C |
| – tipo di conduttore | alluminio |
| – tipo di isolamento | Mescola di polietilene reticolato |
| – tensione di riferimento | 18/30 kV |
| – coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa. | |

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il

contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame K=143, per conduttore di alluminio K=87.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale:

L	=	lunghezza della linea espressa in km
I	=	corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R	=	resistenza (a 80°) della linea in Ω
X	=	reattanza della linea in Ω
cos φ	=	fattore di potenza
k	=	1,73 per linee trifasi

I calcoli effettuati hanno restituito due diverse sezioni del cavo MT da utilizzare:

- connessione ad anello (interno al campo) tra le cabine di trasformazione e la cabina di raccolta MT: CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq;

- connessione tra la cabina di raccolta MT e la stazione utente MT/AT: CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq.

Lunghezza anello MT in metri CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq	
Tratto di progetto	lunghezza (m)
da cabina di raccolta MT a Cabina 1	110
da Cabina 1 a Cabina 2	300
da Cabina 2 a Cabina 3	100
da Cabina 3 a Cabina 5	110
da Cabina 5 a Cabina 4	125
da Cabina 4 a Cabina 6	285
da Cabina 6 a Cabina 8	225
da Cabina 8 a Cabina 7	70
da Cabina 7 a Cabina raccolta MT	975
Totale	2300
Lunghezza anello MT in metri CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq	
da Cabina raccolta MT a SSE UTENTE	4000

Calcolo Caduta di Tensione Anello MT - CAVO ARE4H5EX 18/30 kV 3X1X240 mmq Il calcolo mediato è riferito alla Potenza in uscita dalla somma di 4 cabine di campo, per un tratto pari alla metà della lunghezza totale dell'anello MT						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) CAVO ARE4H1R 18/30 kV					Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Reattanza x Ω/km	ΔV cosφ= 0,95	ΔV % (Vac=30KV)
202,82	1,15	240	0,125	0,11	61,68	0,21%
PERDITE MT IMPIANTO FV						0,21%

Calcolo Caduta di Tensione MT Cabina di Raccolta- Stazione di Consegna - CAVO ARE4H5E 18/30 kV 3X1X300 mmq						
Cavo ad elica visibile (Alluminio) CAVO ARE4H1R 18/30 kV					Caduta di tensione MT	
Corrente max a 30kV	Lunghezza km	Sezione mmq	Resistenza r Ω/km	Reattanza x Ω/km	ΔV cosφ= 0,95	ΔV % (Vac=30KV)
405,64	4	300	0,1	0,11	362,39	1,21%
PERDITE MT IMPIANTO FV						1,21%

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-40 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

RETE DI TERRA

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino agli inverter. Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrata e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrata.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/BT, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a "regola d'arte" da personale qualificato.

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il l'impianto di terra dell'impianto.

SISTEMA DI MONITORAGGIO

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future.

Il tutto sarà realizzato per mezzo di una rete di comunicazione principale di sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..).

Il collegamento sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Particolare attenzione verrà posta sull'implementazione del sistema di controllo della potenza in immissione, che tramite la misurazione dei valori di tensione e corrente, calcolerà la somma con

segno della potenza attiva istantanea totale in entrata o in uscita e tramite comunicazione con gli inverter, analizzando il dato rilevato di potenza totale e il verso, limiterà eventuali immissioni al valore massimo del preventivo Terna.

Infine, tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

STAZIONE METEREOLGICA

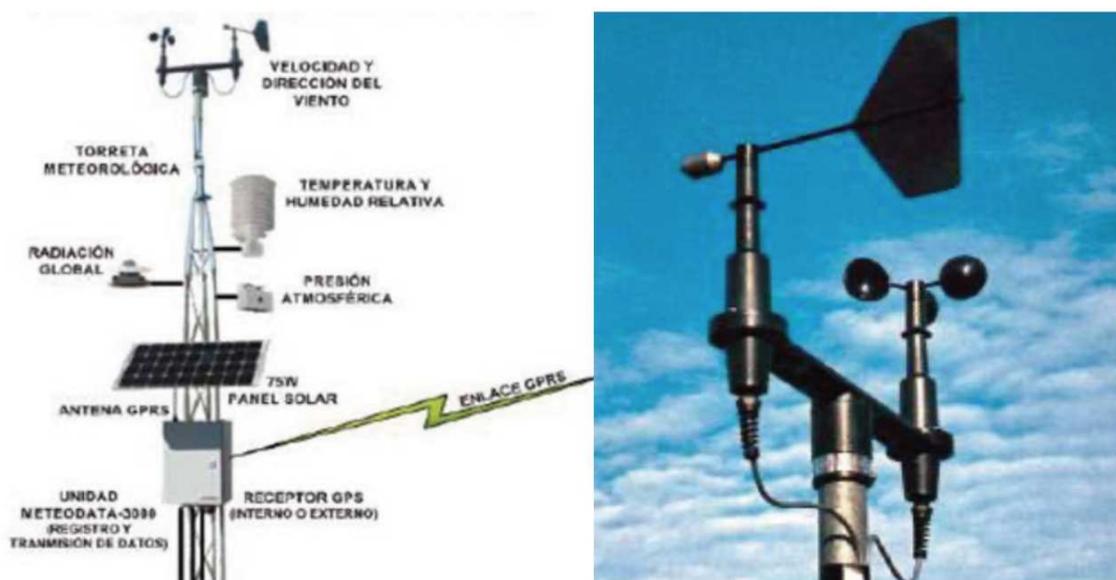
All'interno dei campi è inoltre previsto l'impiego di una stazione meteorologica assemblata e configurata specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.
- Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe.
- Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, I Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.
- Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.
- Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.
- Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.
- Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico.

- Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.
- Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri.
- Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri.

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



A.5.b.3 Dati di irraggiamento solare e previsione di produzione energetica

Nel presente paragrafo si riporta la stima della producibilità dell'impianto, calcolata a partire dai dati di irraggiamento, mediante il software PVSYST attraverso la cui interfaccia sono stati inseriti tutti i parametri di input per caratterizzare il sistema sito-impianto all'interno di un modello affidabile.

General parameters

Grid-Connected System		Ground system (tables) on a hill		Models used	
PV Field Orientation		Sheds configuration		Transposition Perez	
Orientation		Nb. of sheds	371 units	Diffuse	Perez, Meteonorm
Fixed plane		Averages of diff. arrays		Circumsolar	separate
Tilt/Azimuth	20 / -3 °	Sizes			
		Sheds spacing	8.86 m		
		Collector width	5.27 m		
		Ground Cov. Ratio (GCR)	59.5 %		
		Shading limit angle			
		Limit profile angle	25.1 °		
Horizon		Near Shadings		User's needs	
Free Horizon		According to strings		Unlimited load (grid)	
		Electrical effect	80 %		
Bifacial system					
Model	2D Calculation				
	unlimited sheds				
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions			
Sheds spacing	8.86 m	Ground albedo		0.20	
Sheds width	5.27 m	Bifaciality factor		70 %	
Limit profile angle	25.1 °	Rear shading factor		7.0 %	
GCR	59.5 %	Rear mismatch loss		5.0 %	
Height above ground	1.50 m	Shed transparent fraction		4.0 %	
Grid injection point					
Grid power limitation		Power factor			
Active Power	16.42 MWac	Cos(phi) (leading)	1.000		
Pnom ratio	1.217				

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Canadian Solar Inc.	Manufacturer	Huawei Technologies
Model	CS7N-650MB-AG 1500V	Model	SUN2000-215KTL-H3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	650 Wp	Unit Nom. Power	200 kWac
Number of PV modules	30744 units	Number of inverters	100 units
Nominal (STC)	19.98 MWp	Total power	20000 kWac
Modules	1098 Strings x 28 In series	Operating voltage	500-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>33°C)	215 kWac
Pmpp	18.36 MWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.00
U mpp	949 V		
I mpp	19340 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	19984 kWp	Total power	20000 kWac
Total	30744 modules	Nb. of inverters	100 units
Module area	95502 m ²	Pnom ratio	1.00

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	1.8 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.42 mΩ			
		Uc (const)	30.0 W/m ² K	Loss Fraction	0.8 % at STC			
		Uv (wind)	1.2 W/m ² K/m/s					
LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss		Module mismatch losses				
Loss Fraction	1.5 %	Loss Fraction		Loss Fraction				
		-0.4 %		0.4 % at MPP				
Strings Mismatch loss								
Loss Fraction	0.1 %							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
20°	40°	60°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.990	0.960	0.920	0.840	0.720	0.000

System losses

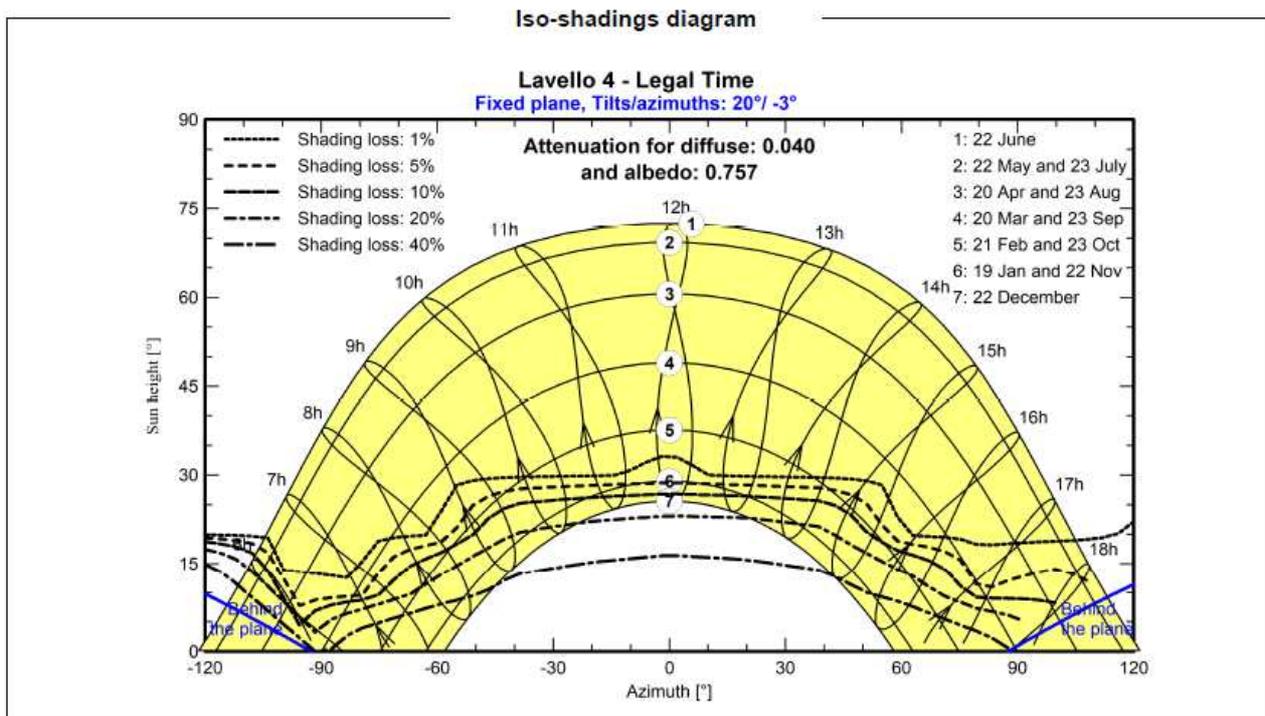
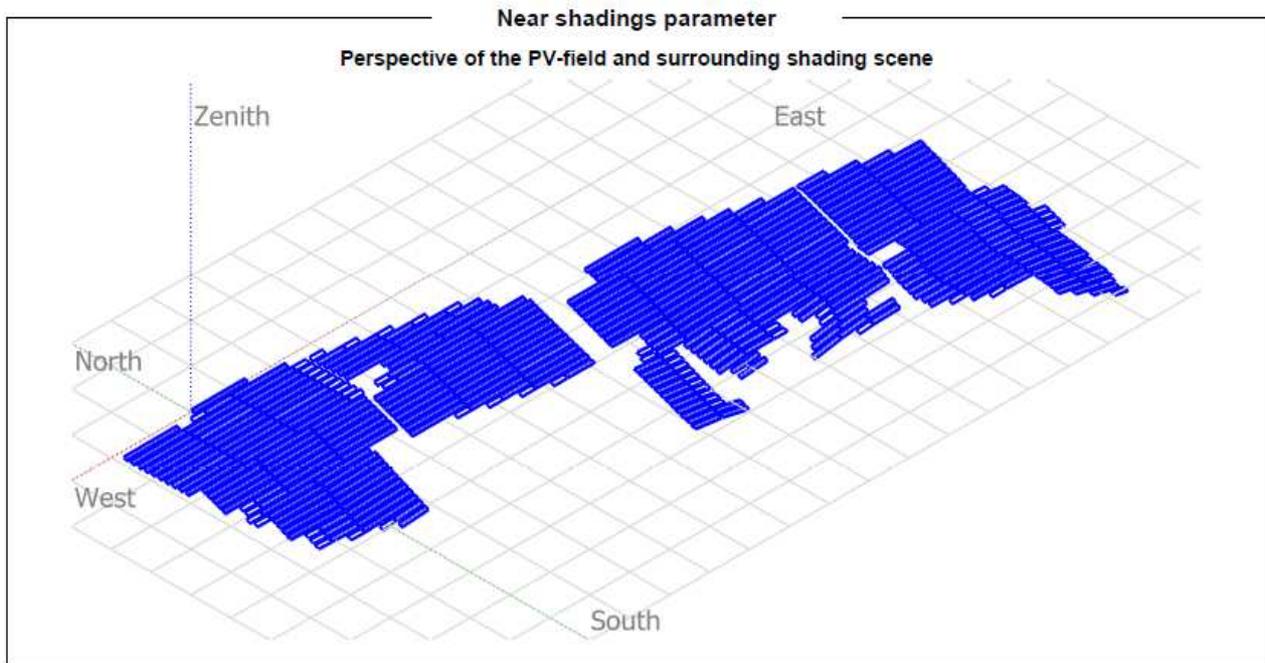
Auxiliaries loss	
Proportionnal to Power	4.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo	
Inverter voltage	800 Vac tri
Loss Fraction	1.80 % at STC
Inverter: SUN2000-215KTL-H3	
Wire section (100 Inv.)	Copper 100 x 3 x 2500 mm ²
Average wires length	7800 m
MV line up to Injection	
MV Voltage	30 kV
Wires	Alu 3 x 400 mm ²
Length	7400 m
Loss Fraction	1.27 % at STC

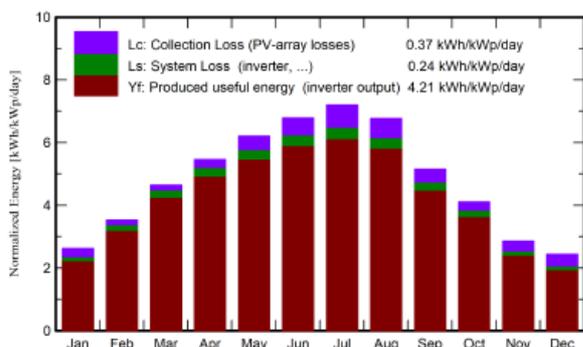
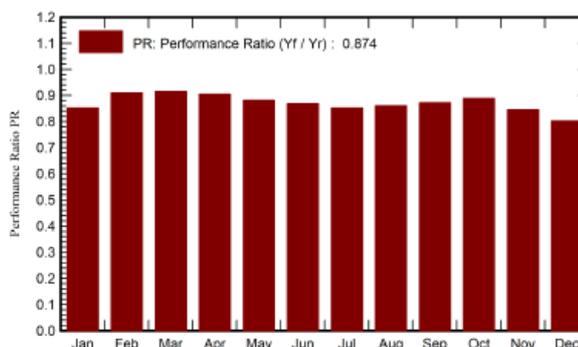
AC losses in transformers

MV transfo	
Grid voltage	30 kV
Operating losses at STC	
Nominal power at STC	19634 kVA
Iron loss (24/24 Connexion)	29.45 kW
Loss Fraction	0.15 % at STC
Coils equivalent resistance	3 x 0.54 mΩ
Loss Fraction	1.65 % at STC



Main results
System Production

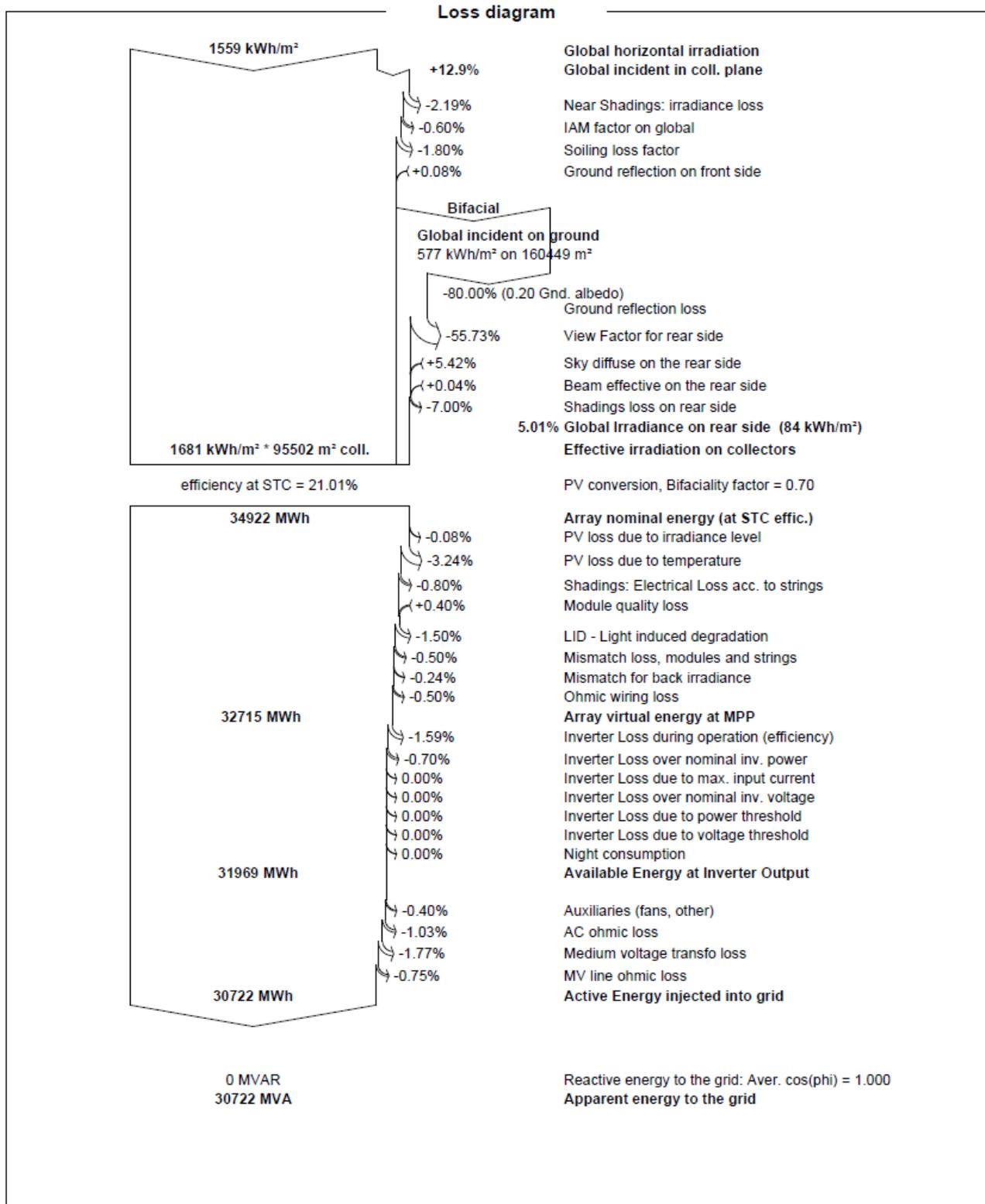
Produced Energy (P50)	30722 MWh/year	Specific production (P50)	1537 kWh/kWp/year	Performance Ratio PR	87.38 %
Produced Energy (P90)	29.2 GWh/year	Specific production (P90)	1460 kWh/kWp/year		
Produced Energy (P95)	28.7 GWh/year	Specific production (P95)	1439 kWh/kWp/year		
Apparent energy	30722 MVAh				

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	56.9	26.30	6.50	81.4	75.4	1465	1385	0.852
February	74.1	33.20	7.00	98.7	94.0	1896	1796	0.910
March	119.5	50.10	9.70	144.0	138.5	2786	2636	0.916
April	149.4	64.80	12.90	163.6	157.4	3125	2958	0.905
May	189.1	78.90	17.70	192.4	184.8	3584	3393	0.883
June	205.5	78.90	22.50	203.7	196.0	3745	3539	0.870
July	222.1	72.30	25.00	223.1	215.2	4024	3799	0.852
August	195.9	67.00	25.00	209.8	202.5	3820	3608	0.861
September	134.9	56.50	20.20	154.5	148.6	2850	2693	0.872
October	99.5	43.10	15.90	127.1	121.7	2386	2257	0.889
November	61.2	29.60	11.30	85.6	79.4	1529	1447	0.846
December	50.4	23.90	7.59	75.4	67.5	1279	1210	0.803
Year	1558.5	624.60	15.16	1759.4	1681.2	32491	30722	0.874

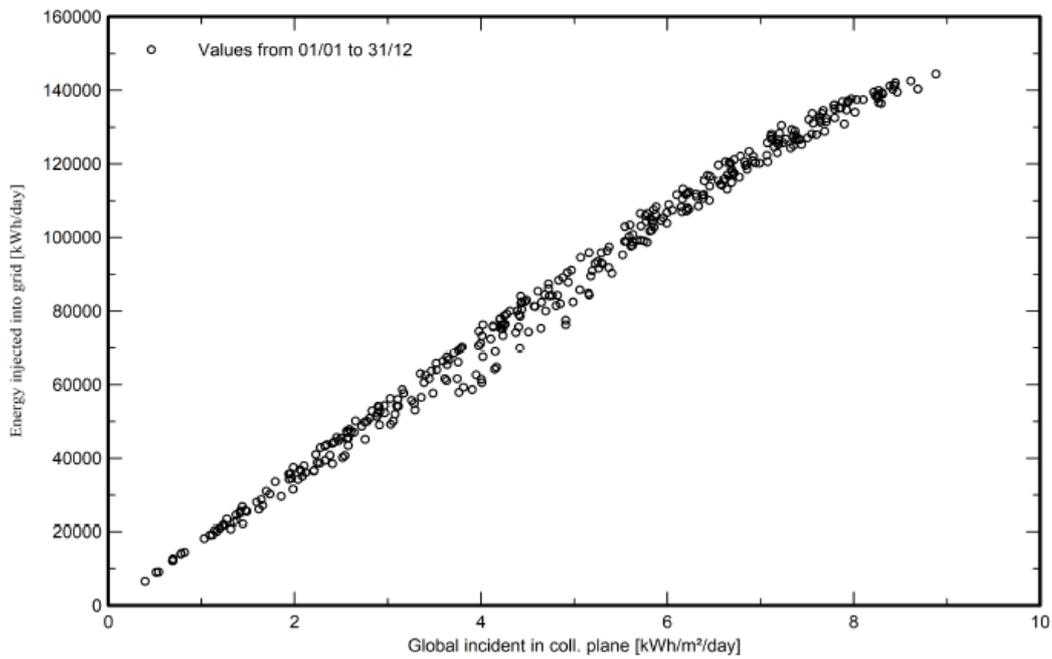
Legends

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		

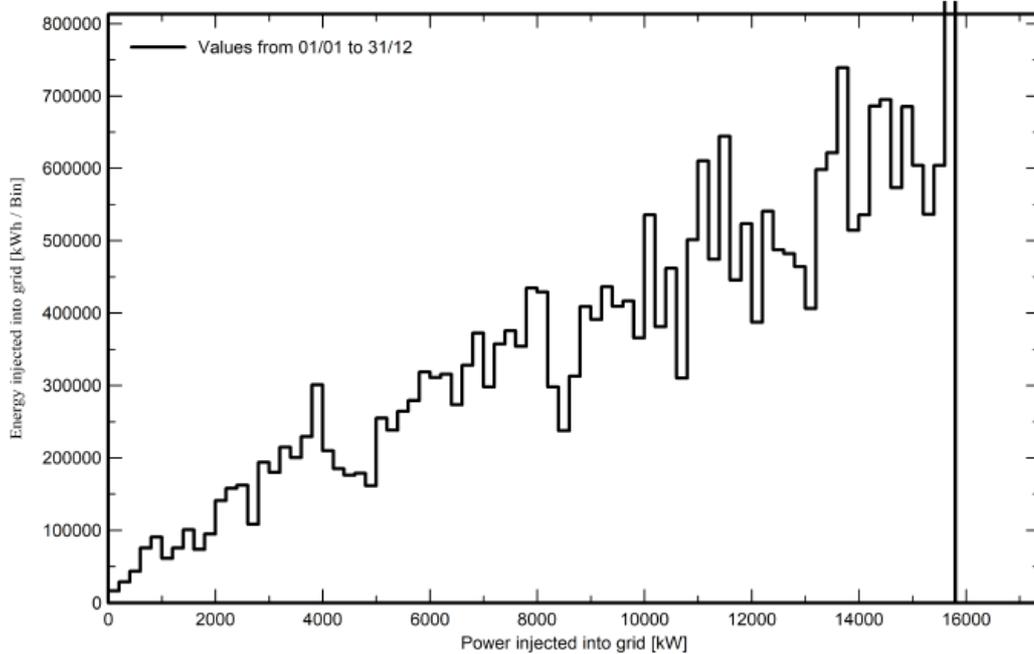


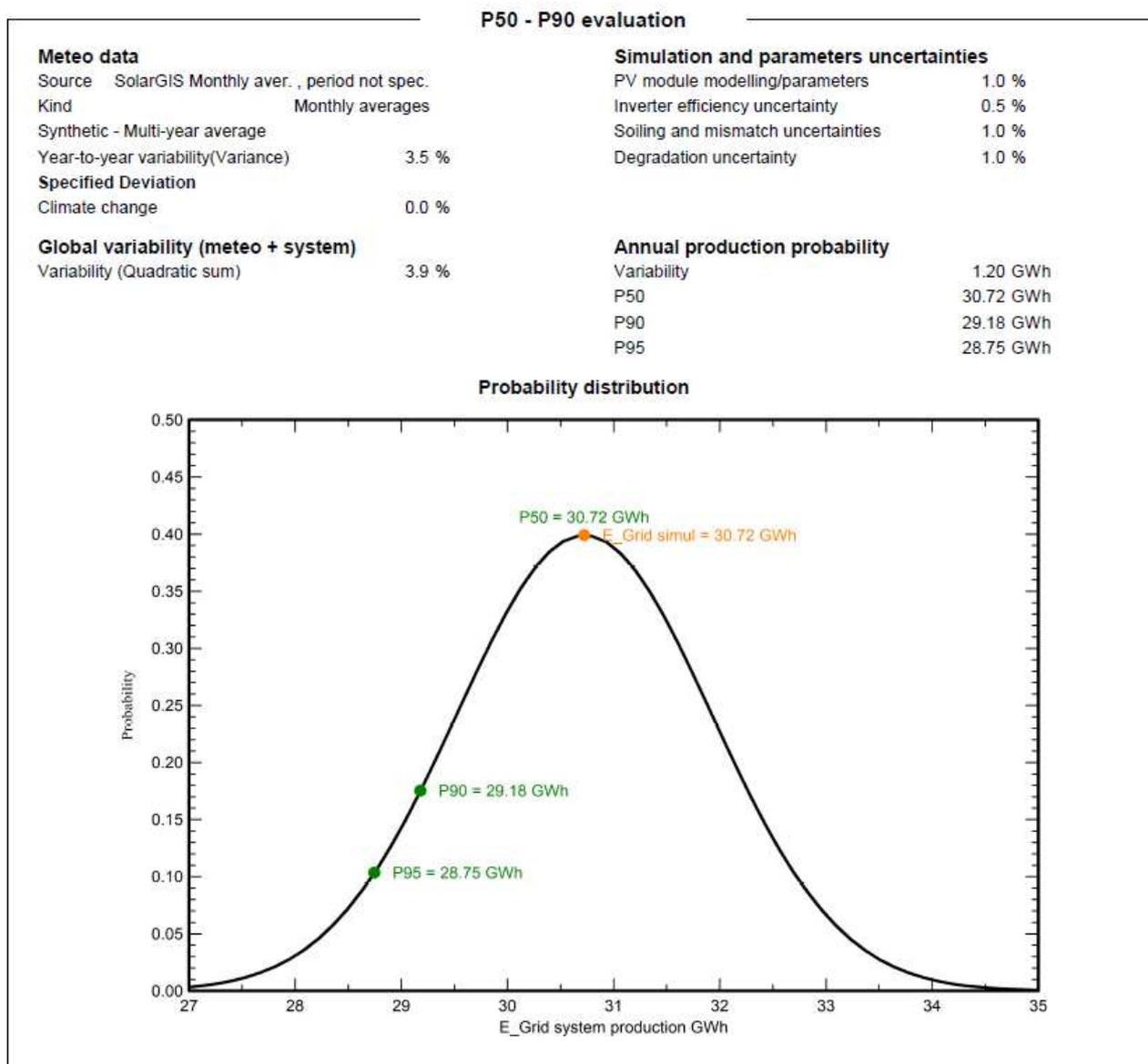
Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution





La modellazione restituisce una stima di producibilità dell'impianto pari a circa **30,72 GWh/anno**, al netto delle perdite complessive di sistema.

A.5.c. - SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di

classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

A.5.c.1 Protezione contro i contatti diretti

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

A.5.c.2 Protezione contro i contatti indiretti

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra.

La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{\Delta N} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno.

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;

- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50 V.

A.5.c.3 Protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, saranno protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

A.5.d - NORME TECNICHE di riferimento

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- | | |
|------------------------|---|
| – Legge 186/68: | <i>Disposizione concernente la produzione di materiali,</i> |
| | <i>apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici</i> |
| – DM 14 gennaio 2008: | <i>Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni</i> |
| – Circ. 4 luglio 1996: | <i>Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"</i> |
| – CEI 0-2: | <i>Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici</i> |
| – CEI 0-3: | <i>Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90</i> |

- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*
- CEI EN 50588-1: *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U_{max} per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*
- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- CEI 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa*

- tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
 - CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
 - CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
 - CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
 - CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
 - CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
 - CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
 - CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
 - CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
 - CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*
 - CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
 - CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
 - CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
 - CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
 - CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto*

- e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo
- CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
 - CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
 - CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
 - CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
 - IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*
 - CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
 - CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
 - CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
 - CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
 - CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
 - CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
 - CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
 - CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
 - CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
 - CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
 - CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
 - CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
 - CEI EN 62305-2/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
 - CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*

- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- CEI EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*
 - Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
 - Delibera AEEG n. 281/05 e s.m.i. Delibere AEEG n.28/06 e n.100/06, Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;
 - Delibera AEEG n. 40/06, per integrare la deliberazione n. 188/05;

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*
 - Delibera AEEG n. 88/07, Disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione;
 - Delibera AEEG n. 89/07, Condizioni tecnico economiche per la connessione degli impianti di produzione di energia elettrica alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi a tensione nominale minore o uguale ad 1 kV;
 - Delibera AEEG n. 90/07, Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 Febbraio 2007;
 - Direttive ENEL (Guida per le connessioni alla rete elettrica di ENEL distribuzione);
 - Delibera ARG/elt 99/08 dell'AEG Allegato A (Condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica TICA);
 - Quanto altro previsto dalla vigente normativa di legge, ove applicabile.