



REGIONE
PUGLIA



PROVINCIA DI
FOGGIA



COMUNE DI FOGGIA

OGGETTO:

Progetto di un impianto agrivoltaico denominato "FOGGIA II", di potenza pari a 50,83 MWp e delle relative opere di connessione alla RTN, da realizzarsi nel Comune di Foggia (FG)

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



PROPONENTE:

**AEI SOLAR
PROJECT II SRL**

P.I. 16805321003
Via Vincenzo Bellini,
22 00198 Roma

AEI SOLAR PROJECT II S.R.L.
VIA VINCENZO BELLINI, 22
00198- ROMA (RM)
P.IVA 16805321003

PROGETTAZIONE:

Ing. Carmen Martone
Iscr. n. 1872
Ordine Ingegneri Potenza
C.F. MRTCMN73D56H703E


EGM PROJECT

Geol. Raffaele Nardone
Iscr. n. 243
Ordine Geologi Basilicata
C.F. NRDRFL71H04A509H

EGM PROJECT S.R.L.
VIA VERRASTRO 15/A
85100- POTENZA (PZ)
P.IVA 02094310766
REA PZ-206983

Livello prog.	Cat. opera	N°. prog.elaborato	Tipo elaborato	N° foglio	Tot. fogli	Nome file	Scala
PD	I.IF	A.09	R				
REV.	DATA	DESCRIZIONE			ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
00	GENNAIO 2023	Emissione				Geol. Raffaele Nardone EGM Project	Ing. Carmen Martone EGM Project

Sommario

Premessa	4
1 Descrizione generale del progetto	5
<i>Dati generali del progetto</i>	5
<i>Normativa tecnica di riferimento</i>	5
2 Descrizione di diversi elementi progettuali	9
2.1 Pannelli fotovoltaici	9
2.2 Stringhe	10
2.3 Strutture di supporto	11
2.3.1 Fissaggio del modulo	13
2.3.2 Cablaggio delle stringhe	13
2.3.3 Messa a terra	14
2.3.4 Collegamento equipotenziale	14
2.3.5 Supporto per quadri elettrici	15
2.3.6 Tipologia di pali di fondazione	15
2.4 Casette di stringa (Combiner Box)	16
2.5 Cabine di campo e inverter	16
2.6 Trasformatore	21
2.7 Configurazione impianto	22
2.8 Potenza dell'impianto	26
3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico	28
3.1 Stima della produzione di energia	28
3.1.1 Sito di installazione	28
1.1.1 Dati meteorologici	28
3.1.2 Dati tecnici ²⁹	
3.1.3 Ombreggiamento	30
3.1.4 Perdite energetiche	30
3.1.5 Irraggiamento e producibilità	31
3.1.6 Misure di irraggiamento e performance	32
3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera	32
4 CAVI 34	

4.1	Cavi MT	34
4.2	Cavi BT	38
5	Criteria di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione	41
5.1	Protezione generale	41
5.1.1	Protezione contro i contatti diretti	41
5.1.2	Protezione contro i contatti indiretti	42
5.1.3	Protezioni dai sovraccarichi	43
5.1.4	Protezione conduttori contro il corto circuito	43
5.1.5	Cartelli	43
5.1.6	Materiale per l'esercizio e la manutenzione	44
5.1.7	Mezzi di estinzione	44
5.1.8	Qualifica del personale	44
5.1.9	Apparecchiature e componenti	45
	<i>Cavi</i>	45
	<i>Connessioni elettriche</i>	45
	<i>Materiali isolanti</i>	45
	<i>Sezionatori</i>	45
	<i>Interruttori</i>	46
	<i>Interruttori di manovra</i>	46
	<i>Relè di protezione</i>	46
	<i>TA e TV di protezione</i>	47
	<i>Trasformatori</i>	47
	<i>Pulsanti di sgancio della cabina</i>	48
5.2	Protezione contro i fulmini	48
5.2.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	48
5.2.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	48
5.2.3	Impianto di terra	49
	<i>Realizzazione dell'impianto di terra</i>	49
	<i>Verifica dell'impianto di terra</i>	49
	Allegato 1: risultati simulazione parco FV con software PVSYST	50
	Allegato 2: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici	51
	Allegato 3: Scheda tecnica strutture di supporto	52
	Allegato 4: Scheda tecnica inverter	53
	Allegato 5: Scheda tecnica power station	54

Premessa

La presente relazione tecnica accompagna il progetto di realizzazione di un impianto fotovoltaico a carattere agrivoltaico e relative opere di connessione da situare nel comune di Foggia (FG).

Nello specifico, l'impianto sarà costituito da un totale di 75870 moduli fotovoltaici suddivisi in 5 sottocampi, in cui i moduli sono organizzati in stringhe ciascuna da 30 moduli. La potenza complessiva installata è di 50,83MW e quella di immissione di 40 MW.

La presente relazione descrive in dettaglio i diversi elementi progettuali dell'impianto fotovoltaico il dimensionamento ed i criteri di scelta utilizzati.

A tal proposito si precisa che tutti gli impianti previsti rappresentano la miglior soluzione installativa emergente dalla valutazione del rapporto qualità/prezzo e dell'oggettiva funzionalità e flessibilità degli impianti, data anche la particolare natura della struttura in oggetto.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

1 Descrizione generale del progetto

Dati generali del progetto

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su idonee strutture metalliche di supporto posizionate in direzione EST – OVEST e con inclinazione verso sud di 20°.

I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa" che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre in apposite cassette di stringa (combiner box). Dai quadri di parallelo l'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata. Le cabine di campo ospitano anche il trasformatore e fungono anche da "cabine di trasformazione" incrementando il voltaggio fino alla tensione (MT) 30kV. Le cabine saranno collegate ad un quadro MT collocato nella cabina di consegna dal quale l'energia verrà trasferita mediante un unico conduttore esterno alla sottostazione di condivisione e trasformazione e, da qui, alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite il punto di connessione posto nel territorio comunale di Foggia.

L'impianto è caratterizzato da una **potenza di picco installata in corrente continua di 50,83MW** ed è suddiviso in 5 "sottocampi", collegati a 5 cabine di campo di conversione e trasformazione.

Normativa tecnica di riferimento

- **D.M. 37/08** - Norme per la sicurezza degli impianti;
- **D.lgs. 81/08** – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- **Legge n. 186 del 01.03.68** - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- **Legge 1 marzo 1968, n. 186:** disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione e impianti elettrici ed elettronici.
- **Legge 9 gennaio 1991, n. 10:** norma per l'attuazione del piano energetico nazionale in materia di uso nazionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79:** attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **Decreto Ministero dell'Ambiente 22 dicembre 2000:** finanziamento ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Direttiva CE 27 settembre 2001, n. 77:** sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato dell'elettricità (2001/77/CE).
- **D.P.R. 6 giugno 2001, n. 380:** Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **Decreto Legislativo n. 387 del 29-12-2003:** attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Decreto Legislativo n. 42 del 22 gennaio 2004:** Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137
- **Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006:** Norme in materia ambientale (G.U. n. 88 del 14 aprile 2006).
- **Decreto Ministero Sviluppo Economico del 10 settembre 2010:** Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili. (G.U. n. 219 del 18 settembre 2010)

- **Decreto legislativo n. 28 del 3 marzo 2011:** Attuazione della direttiva 2009/28/CE sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE (G.U. n. 71 del 28 marzo 2011);
- **Decreto Ministero dell'ambiente e della tutela del territorio e del mare del 30 marzo 2015:** Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome, previsto dall'articolo 15 del decreto- legge 24 giugno 2014, n. 91, convertito, con modificazioni, dalla legge 11 agosto 2014, n. 116.
- **Sicurezza:**
 - **D.Lgs. 81/2008 (testo unico della sicurezza):** misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
 - **DM 37/2008:** sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.
- **Norme Tecniche**
 - **CEI 0-2** - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
 - **CEI 0-16** - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
 - **CEI 11-1** - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
 - **CEI 11-20** - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
 - **CEI 11-35** - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
 - **CEI 11-37** - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
 - **CEI 17-13** - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
 - **CEI 17-63** - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
 - **CEI 64-8** - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
 - **CEI 81-10/1 (EN 62305-1)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
 - **CEI 81-10/2 (EN 62305-2)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
 - **CEI 81-10/3 (EN 62305-3)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
 - **CEI 81-10/4 (EN 62305-4)** - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
 - **CEI 81-3** - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
 - **CEI 20** - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
 - **CEI UNEL 35024/1** - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
 - **CEI UNEL 35027** - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;
 - **CEI EN 60904-1 (CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
 - **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
 - **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
 - **CEI EN 61727 (CEI 82-9):** sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete.

- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31):** compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).
- **CEI EN 60555-1 (CEI 77-2):** disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **UNI EN 12464-1** Illuminazione nei luoghi di lavoro
- Serie composta da:
 - **CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1):** apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
 - **CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2):** prescrizioni particolari per i condotti sbarre
 - **CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3):** prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso -Quadri di distribuzione (ASD).
- **CEI EN 60445 (CEI 16-2):** 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 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata.
- **CEI 20-19:** cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI 20-20:** cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.
- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
 - Serie composta da:
 - **CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1):** principi generali.
 - **CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2):** valutazione del rischio.
 - **CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3):** danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
 - **CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4):** impianti elettrici ed elettronici interni alle strutture.
 - **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
 - **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
 - **CEI 0-3:** guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati.
 - **UNI 10349:** riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.
 - **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
 - **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
 - **CEI EN 62053-21 (CEI 13-43):** 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 64-8**, parte 7, sezione 712: sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione.
- TICA:
 - **Delibera ARG-elt 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, ai fini dell’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 99-08 TICA**: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
 - **Delibera ARG-elt n. 161-08**: modificazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas 13 aprile 2007, n. 90/07, in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica da impianti fotovoltaici.
 - **Delibera ARG-elt n. 179-08**: modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica.

Precisazione:

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

2 Descrizione di diversi elementi progettuali

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali direttamente connessi con la produzione, conduzione e consegna dell'energia elettrica.

2.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo monocristallino tipo Trinasolar TSM-DEG21C.20 670W.

Basato sul wafer di silicio di grandi dimensioni da 210 mm e sulla cella PERC monocristallina, il modulo Vertex a doppio vetro ha la capacità di convertire le luci incidenti sul lato posteriore in elettricità in aggiunta a ciò che viene generato dal lato anteriore, fornendo un'elevata potenza di uscita. L'eccellente coefficiente di temperatura e le basse prestazioni di irraggiamento si traducono in una maggiore potenza. Inoltre, Vertex beneficia di celle mono quadrate e tecnologia di incapsulamento ad alta densità, aumentando l'efficienza del modulo fino al 21.6%.

Rispetto ad altri prodotti, una singola stringa di moduli può raggiungere un aumento di potenza fino al 34%, il che porta a risparmi sui costi BOS (Balance of System), e ulteriormente a una notevole riduzione del LCOE (levelized cost of Energy) e quindi dei tempi di ammortamento.

I pannelli sfruttano la tecnologia *"half cut cells"* letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia *"half cut cells"* permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

B) Diminuzione delle perdite resistive

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di $\frac{1}{4}$ (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore:** Trina Solar;
- **modello:** Ventex TSM-DEG21C.20 670
- **tipologia:** Bifacciali
- **potenza di picco:** 670 Wp;
- **tensione massima di sistema:** 1500V DC
- **efficienza del modulo:** 21.9%
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC):** 46.30 V;
- **corrente di corto circuito (Isc a STC):** 18.55 A;
- **dimensioni:** 2384×1303×35 mm;
- **peso:** 38,7 kg.

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
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	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

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

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

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality: $70 \pm 5\%$.

2.2 Stringhe

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare 30 moduli in serie, per formare una "stringa".

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$30 \times 670 \text{ W} = 20,1 \text{ kW}$$

Di seguito i dati nominali della stringa (rif. Condizioni STC):

DATI PANNELLO

Marca
modello

Trina Solar
TSM-670DEG21C.20

Potenza nominale (STC)	W_n	670	717 W
Guadagno bifacciale	%	0	10 %
Potenza condizioni operative (40°)	W_p	636	680 W
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	38,5	38,5 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,43	18,63 A

Tensione circuito aperto	V_{oc}	46,3	46,3 V
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,55	19,84 A
Efficienza del modulo	Eff	21,6%	23,1% %

Stringa

numero moduli	n	30	30
Potenza massima	P_{MAX}	20,10	21,51 kW
Tensione alla potenza massima	V_{MPP}	1155	1155 V
Tensione circuito aperto	V_{oc}	1389	1389 V
Corrente alla potenza massima	I_{MPP}	17,43	18,63 A
Corrente di corto circuito	I_{sc}	18,55	19,84 A

Calcoli per variazione di temperatura

Temperatura STC	T_{STC}	25	°C
Coefficiente di temperatura per I_{sc}	$\alpha_{I_{sc}}$	0,04%	%/°C
Coefficiente di temperatura per V_{oc}	$\beta_{V_{oc}}$	-0,25%	%/°C
Coefficiente di temperatura per P_{MAX}	$\gamma_{P_{mp}}$	-0,34%	%/°C
Temperatura minima	T_{min}	-6	°C
Temperatura massima	T_{max}	40	°C
Tensione minima stringa	V_{min}	1111,7	1111,7 V
Tensione massima stringa	V_{max}	1496,6	1496,6 V
Corrente corto circuito (40°)	I_{sc-40}	18,7	19,8 A

Dove:

V_{min} STRINGA è la tensione minima V_{MPP} della stringa alla massima temperatura ambiente del sito (40°C) calcolata come segue:

$$V_{min} = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = V_{MPP(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (40-25))$$

$$V_{min} = 1155 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot 15) = \mathbf{1111,70 V}$$

V_{max} STRINGA è la tensione massima V_{oc} della stringa alla minima temperatura ambiente del sito (-6°C) calcolata come segue:

$$V_{max} = V_{oc(20^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot \Delta T) = V_{oc(25^\circ)} \cdot (1 + \beta_{V_{oc}} \cdot (-10-25))$$

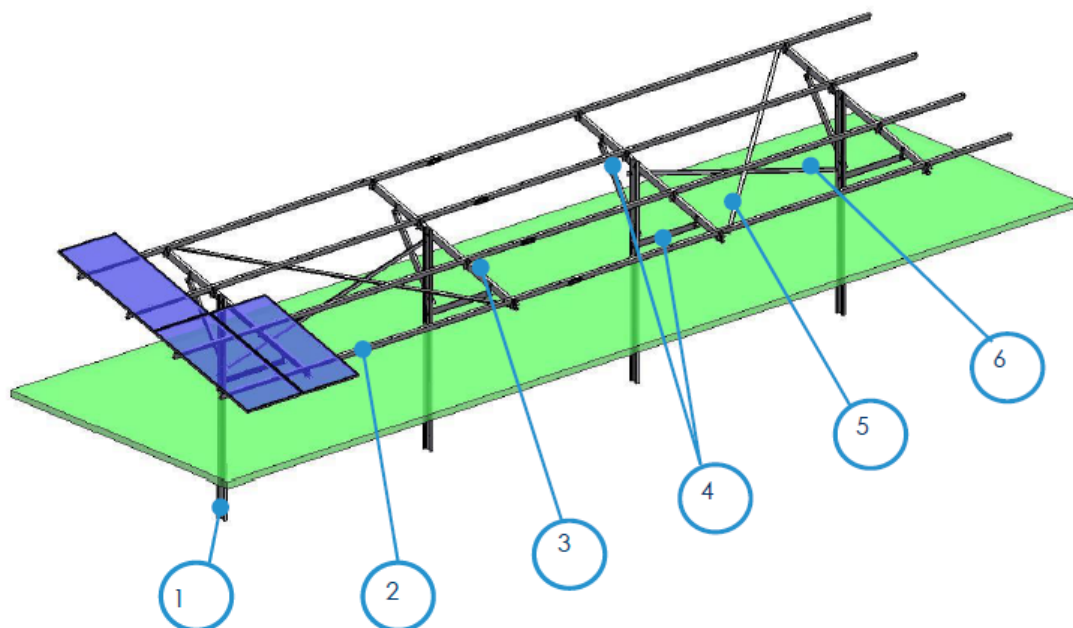
$$V_{max} = 1389 \cdot (1 + (-0.26\%) \cdot (-35)) = \mathbf{1496,6 V}$$

I_{max} STRINGA è la corrente massima I_{MP} della stringa a condizioni STC

2.3 Strutture di supporto

Le stringhe di 30 moduli saranno installate accoppiate su due file da 15 moduli su strutture monopalo a inclinazione fissa di 20°.

Le strutture saranno posizionate in direzione est-ovest con faccia rivolta verso sud e posizionate sul terreno in modo da avere un'altezza minima da terra di 2,1m.



CODE	ELEMENT	COATING	MATERIAL
1	Posts	HDG	S355 OR HIGHER
2	Purlin	ZM HDG	S350 OR HIGHER
3	Rafter	ZM HDG	S350 OR HIGHER
4	Brace	ZM HDG	S350 OR HIGHER
5	Purlin beam struct	ZM HDG	S350 OR HIGHER

6	Post beam structure	ZM HDG	S350 OR HIGHER
	Fateners	ZN-Ni sealed	8.8
Pv module fixation	Bolts	ZN-Ni sealed	8.8
	Rivets	-	Aluminium
	Clamps	-	Aluminium 6063 T6

Posts types	SIZE
Standard posts	C post

2.3.1 Fissaggio del modulo

Il fissaggio del modulo sarà effettuato mediante morsetti, rivetti o bulloni.

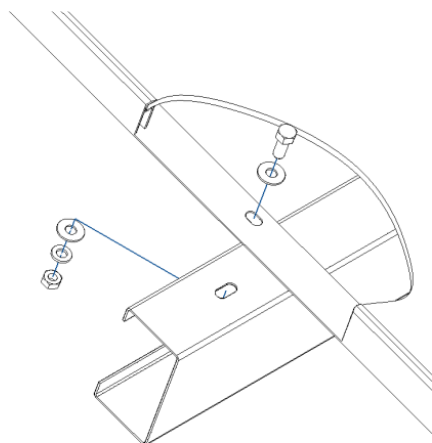
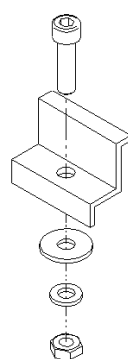


Figura 1: fissaggio con vite

LATERAL CLAMP



CENTRAL CLAMP

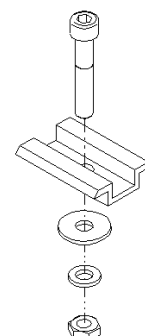


Figura 2: morsetti di fissaggio

La soluzione di montaggio sarà validata dal fornitore del modulo una volta definito il modello di modulo da utilizzare nel progetto.

2.3.2 Cablaggio delle stringhe

I cavi di cablaggio delle stringhe verranno installati nei profili a C che costituiscono gli arcarecci, utilizzandoli come canale per cavi.



Figura 3: cablaggio stringhe

2.3.3 Messa a terra

I pali hanno due fori per segnare la lunghezza minima e massima di fissaggio nel terreno. Il foro superiore è utilizzato per il sistema di messa a terra. Il diametro del foro è di 9 mm ed essere fino a 200 mm dal livello del suolo.

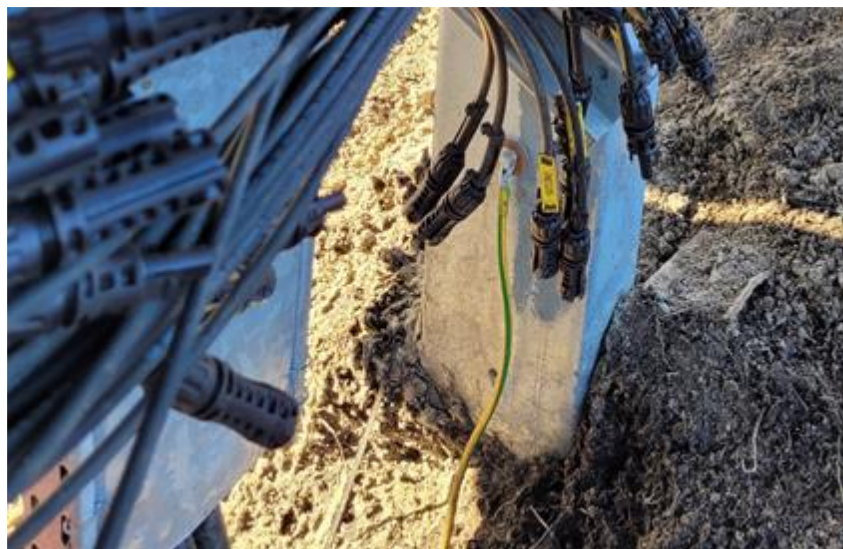


Figura 4: messa a terra

2.3.4 Collegamento equipotenziale

Verranno utilizzate piastre di collegamento equipotenziale tra i moduli e gli arcarecci per rendere equipotenziale la struttura.

Il sistema equipotenziale mantiene il contatto tra diversi componenti metallici garantendo lo stesso potenziale e quindi prevenendo scosse elettriche.

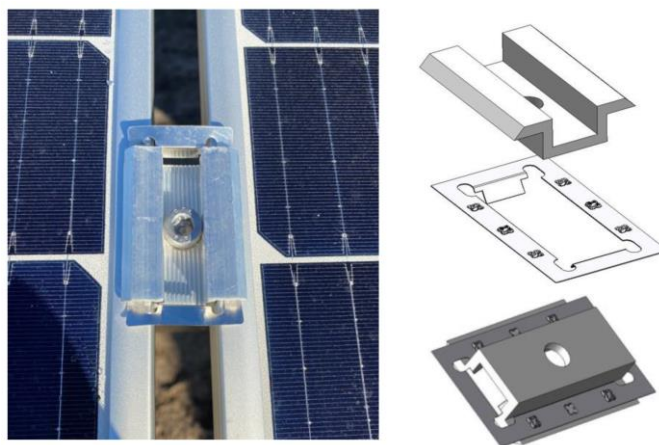


Figura 5: collegamento equipotenziale

Per garantire lo stesso potenziale elettrico tra strutture adiacenti, la continuità elettrica verrà realizzata collegando ai fori degli arcarecci un cavo di giunzione o una piastra metallica.



Figura 6: collegamento equipotenziale tra strutture adiacenti

2.3.5 Supporto per quadri elettrici

Verranno progettati e realizzati idonei supporti per il posizionamento dei quadri di parallelo (combiner box) tra i montanti della struttura, offrendo una protezione al componente elettrico dalla pioggia e dai raggi UV.



Figura 7: supporto per quadri elettrici

2.3.6 Tipologia di pali di fondazione

La tipologia di pali di fondazione e la profondità di infissione dipenderà dalle caratteristiche del sito di installazione.

In fase di progettazione esecutiva, verranno effettuate prove di pull-out in sito per verificare la corretta progettazione della fondazione e l'ottimizzazione della stessa. Il numero di prove dovrà essere sufficiente a fornire una reale caratterizzazione di tutti i possibili terreni all'interno dell'area dell'impianto.

2.4 Cassette di stringa (Combiner Box)

Le stringhe da 30 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 16 stringhe raccolte a livello elettrico in quadri di parallelo di campo denominati cassette di stringa o "combiner box" dotate anche di cablaggio dati per il monitoraggio da remoto dell'input elettrico di potenza e dei dati di produzione.

Le combiner box sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte le stringhe di moduli FV ad essi collegate. Le smart box, altamente performanti, implementano la misura della corrente mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sottocampo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza.

Caratteristiche principali:

Ingressi DC: 16 stringhe (massimo)

Massimo voltaggio uscita: 1500 V

Le cassette di stringa saranno in totale 50, così divise per i diversi sottocampi:

- **Sottocampo 1: 503 stringhe collegate a 32 Smart Combiner Box**
- **Sottocampo 2: 506 stringhe collegate a 34 Smart Combiner Box**
- **Sottocampo 3: 503 stringhe collegate a 32 Smart Combiner Box**
- **Sottocampo 4: 508 stringhe collegate a 33 Smart Combiner Box**
- **Sottocampo 5: 509 stringhe collegate a 33 Smart Combiner Box**

Le cassette saranno distribuite e installate fisicamente sul campo in prossimità della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici mediante appositi ancoraggi e staffaggi in acciaio zincato, immorsati nel terreno.

2.5 Cabine di campo e inverter

Dai quadri di parallelo l'energia prodotta verrà trasferita in corrente continua mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo (Power Station) che fungono da cabine di conversione da corrente continua (1500V DC) in corrente alternata (630V AC) e di trasformazione in grado di incrementare il voltaggio fino alla media tensione (MT 30kV).

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 5 sottocampi, ognuno gestito da una power station Gamesa Electrics PV Proteus 2x4300, con doppio inverter da 4300 kVA (potenza nominale a 40°C), e trasformatore a doppio secondario della potenza di 10000kVA realizzato su skid e idoneo al posizionamento esterno.

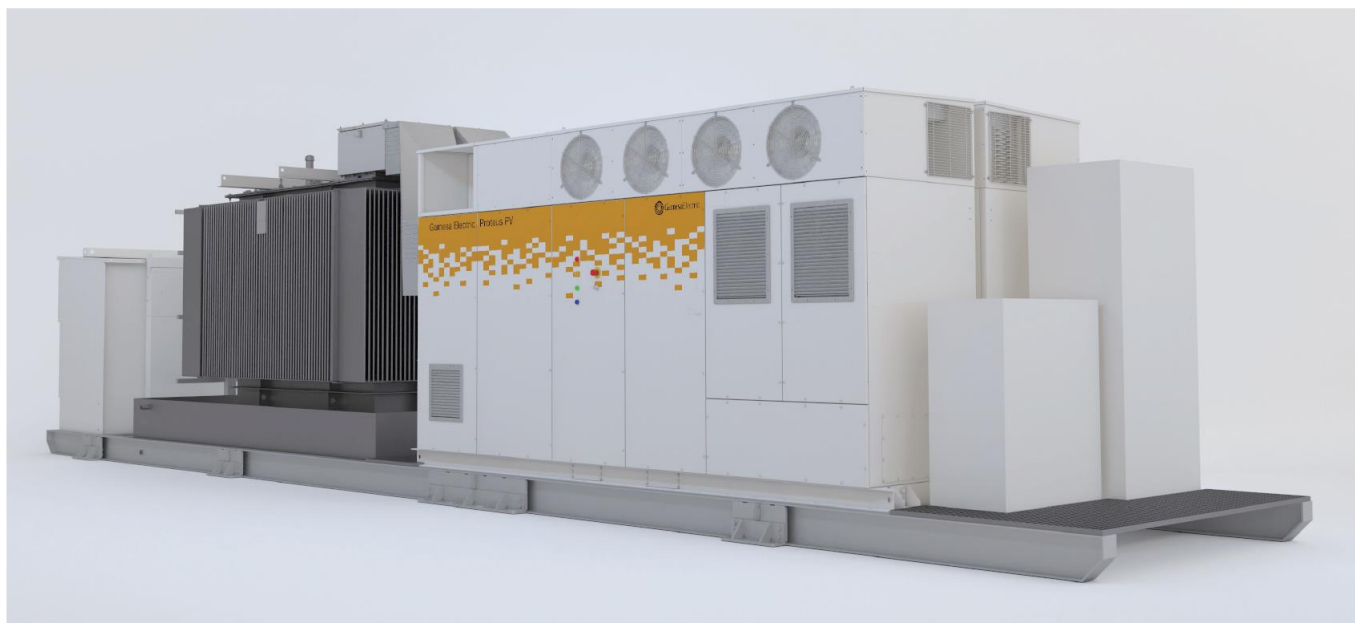
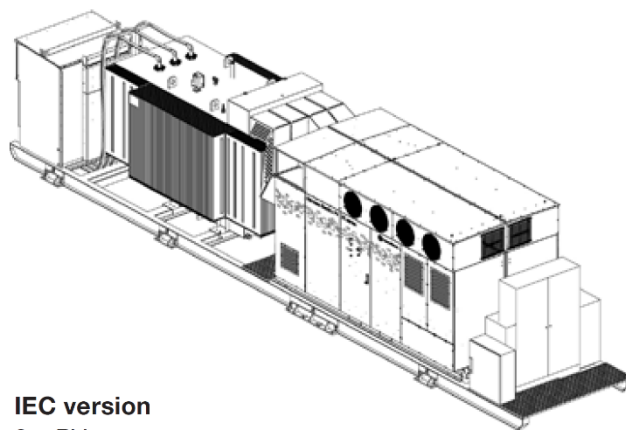


Figura 8: Soluzione integrata su skid composto da 2 inverter e trasformatore con doppio secondario

Components Proteus PV Station

Inverters	2 x Proteus PV 4300
Transformer ⁽¹⁾⁽⁶⁾	Dyn KNAN / ONAN
Switchgear ⁽¹⁾⁽⁶⁾	0L1V / 1L1V / 2L1V up to 36 kV
Custom Auxiliary Transformer ⁽¹⁾	Optional
Others ⁽¹⁾	Auxilliary cabinet



IEC version
2 x PV

Gamesa Electric Proteus PV Station	
Number of Gamesa Electric Proteus PV Inverters	2 x Proteus PV 4300
DC Connection	
DC Voltage Range ⁽¹⁾	875 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	875 - 1300 V
Number of Power Modules	4, 2 independent MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	4 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	4 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	4 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	4 x 1110 A
Number of DC Ports ⁽¹⁾	max 48 fuse +/- monitored max 72 fuse + monitored
AC Connection	
Number of Phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	8598 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	7958 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	7638 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	3820 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	3940 Arms / 2 x 3940 Arms
Nominal AC Voltage, LV side ⁽¹⁾	2 x 600 Vrms 2 x 630 Vrms
Nominal AC Voltage, MV side ⁽¹⁾	< 34.5 kV
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/- 10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53 / 57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)

Ogni Power Station è in grado di garantire una potenza nominale AC in uscita a 40° di 8598 kVA gestita dalla coppia di inverter Proteus 4300 aventi le seguenti caratteristiche:



Figura 9: Inverter Gamesa Electric Proteus PV

Gamesa Electric
Proteus PV 4300

DC Input	
DC Voltage Range ⁽¹⁾	875 - 1500 V
DC Voltage Range MPPT ⁽¹⁾	875 - 1300 V
Number of Power Modules	2, not galvanically isolated, 1 MPPT
Max. DC Current @40°C [104°F]	2 x 2500 A
Max. DC Current @50°C [122°F]	2 x 2313 A
Max. DC Current @55°C [131°F]	2 x 2220 A
Max. DC Current @60°C [140°F]	2 x 1110 A
Maximum Short-circuit Current, I _{sc} PV	Up to 9000 A
Nr of DC Ports ⁽¹⁾	max 24 fuse +/- monitored max 36 fuse + monitored
Fuse Dimensions	125 A to 500 A
Max. Wire Cross Section per DC Input	2 x 400 mm ² - 800 AWG
Energy Production from	0.5% Pn approx.
AC Output	
Number of phases	Three-phase
Nominal AC Power Total @40°C [104°F]	4299 kVA
Nominal AC Power Total @50°C [122°F]	3979 kVA
Nominal AC Power Total @55°C [131°F]	3819 kVA
Nominal AC Power Total @60°C [140°F]	1910 kVA
Maximum AC Current @40°C [104°F]	
Nominal AC Voltage ⁽¹⁾	630 Vrms
Nominal Voltage Allowance Range ⁽¹⁾	+/-10%
Frequency Range ⁽¹⁾	47.5 - 53/57 - 63 Hz
THD of AC Current	< 1% @Sn
Power Factor Range	0 (reactive) - 1 - 0 (capacitive)
Maximum Wire Cross Section per AC Output Phase	6 x 400 mm ²
Performance	
Max. Efficiency	99.45%
Euro Efficiency	99.24%
CEC Efficiency	99.07%
Stand-by Power Consumption	< 200 W
General Data	
Temperature Range - Operation ⁽²⁾	-20°C / +60°C [-4°F / +140°F]
Maximum Altitude ⁽³⁾	< 2,000 m [6,561 ft] (w/o derating)
Cooling System	Liquid & forced air
Relative Humidity	4% - 100% (w/o condensation)
Seismic ⁽¹⁾	Zone 4 IBC 2012
Max. wind speed ⁽¹⁾	288 km/h (179 mph)
Snow load ⁽¹⁾	2.5 kN/m ²
Protection Class	IP55 class 1, NEMA3R
Dimensions (W/H/D)	4,325 x 2,250 x 1,022 mm [170.3" x 88.5" x 40.2"]
Weight	4,535 kg [10,000 lb]

Ai fini della configurazione stringhe-inverter risultano rispettate le seguenti condizioni:

$$V_{min} \text{ STRINGA} > V_{min} \text{ INVERTER}$$

$$1111,7 \text{ V} > 875 \text{ V}$$

$$V_{max} \text{ STRINGA} < V_{max} \text{ INVERTER}$$

$$1496,60 \text{ V} < 1500 \text{ V}$$

$$I_{max} \text{ IN} < I_{max} \text{ INVERTER}$$

$$N_s \cdot N_c \cdot I_{MP} = < 5000 \text{ A}$$

$$4865,9 < 5000 \text{ A} \text{ verificata}$$

Dove:

V_{min} INVERTER è la tensione minima dell'inverter

V_{max} INVERTER è la tensione massima di funzionamento dell'inverter

I_{max} INVERTER è la corrente massima I_{MPPT} dell'inverter

N_s numero di ingressi della combiner box

N_c numero massimo di combiner box collegate ad inverter

DATI INVERTER

MARCA	Gamesa Electric	
Modello	Proteus PV 4300	
Tensione minima avvio inverter	V_{min_inv}	955 V
Tensione massima in ingresso	V_{max_inv}	1500 V
Numero MPPT	MPPT	1
Numero ingressi per MPPT		2
Corrente massima per ingresso		2500 A
Corrente massima Inverter (40°)	I_{MPP}	5000 A
Massima corrente corto circuito	I_{sc}	9000 A
Potenza nominale a 40°C	Pn	4299 W
Numero totale ingressi	N_{IN}	24
Rapporto DC/AC ammesso		2
Numero stringhe	N_{st}	1
Potenza massima in ingresso	P_{IN}	5125,5 W

combiner box

numero stringhe	$n_{in-comb}$	16,0	
Potenza uscita	P_{comb}	321,6 W	
corrente massima	$V_{max-comb}$	400,0 A	
Corrente massima (STC)	I_{max}	278,88 A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito	I_{sc}	296,8 A	VERIFICATO

Inverter

Stringhe collegate	$n_{stringhe}$	255	non verificato
Fusibile ingresso		400 A	VERIFICATO
Potenza massima	P_{DC-IN}	5125,50 W	

rapporto DC/AC		1,19		VERIFICATO
Tensione minima stringa	V_{min}	1111,7	V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1496,6	V	VERIFICATO
Corrente massima ingresso (STC)	I_{max-IN}	4444,7	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (T_{max})	I_{sc}	4758,6	A	VERIFICATO
guadagno bifacciale				10%

combiner box

numero ingressi	$n_{in-comb}$	17,0		
Potenza uscita	P_{comb}	365,7	W	
corrente massima	$V_{max-comb}$	400,0	A	
Corrente massima (STC)	I_{max}	316,71	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito	I_{sc}	337,28	A	VERIFICATO

Inverter

Stringhe collegate	$n_{stringhe}$	255		VERIFICATO
Fusibile ingresso		400	A	VERIFICATO
Potenza massima	P_{DC-IN}	5485,05	W	
rapporto DC/AC		1,28		VERIFICATO
Tensione minima stringa	V_{min}	1111,7	V	VERIFICATO
Tensione massima stringa	V_{max}	1496,6	V	VERIFICATO
Corrente massima ingresso (STC)	I_{max-IN}	4750,65	A	VERIFICATO
Corrente di corto circuito (T_{max})	I_{sc}	5059,2	A	VERIFICATO

Ogni inverter è dotato di un unico MPPT dotato di 2 ingressi DC con un corrente massima a 40° di 2500 A. La corrente massima in ingresso con il collegamento di 255 stringhe è inferiore alla corrente massima in ingresso dell'inverter, pertanto, in caso di condizioni STC (con guadagno di bifaccialità del 10%), l'inverter consentirà l'immissione della corrente di stringa a limite massimo consentito.

2.6 Trasformatore

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 5 sottocampi. In ogni sottocampo è prevista una power station con doppio inverter in cui verrà installato il trasformatore di elevazione MT/BT della potenza di 10000 kVA. Sarà a doppio secondario con tensione di 630V ed avrà una tensione al primario di 30kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **olio** (avvolgimenti impregnati)
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 9000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 30 KV
- Tensione secondario 0,69 KV
- Perdite 6%
- simbolo di collegamento Dyn
- collegamento primario triangolo
- collegamento secondari a stella
- classe ambientale E2

- classe climatica C2
- comportamento al fuoco F1
- classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- temperatura ambiente max. 40 °C
- installazione interna
- tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria altitudine sul livello del mare $\leq 1000\text{m}$

2.7 Configurazione impianto

	PROGETTO	Foggia				
CAMPO	Potenza pannelli DC (W)	670				
	n. pannelli	75870				
	POTENZA DI PROGETTO CAMPO FOTOVOLTAICO	50832,9			50,83	
STRINGA	n. pannelli per stringa	30				
	Potenza DC stringa (kW)	20,1				
	STRINGHE	2529				
Combiner box	numero ingressi	16				
	Combiner box	159				
INVERTER	Potenza inverter	4300		kVA		
	cos fi	1				
	Potenza attiva nominale	4300				
	Potenza nominale in immissione massima (kW)	40000		kW		
	n. inverter	10,00				
	combiner box / inverter	15,90				
	Stringhe / inverter (media)	253				
Inverter	nr. stringhe	combiner box	moduli	potenza DC	P _{AC} massima	
1	251	16	7530	5045,1	4000	
2	252	16	7560	5065,2	4000	
3	253	17	7590	5085,3	4000	
4	253	17	7590	5085,3	4000	
5	251	16	7530	5045,1	4000	
6	252	16	7560	5065,2	4000	
7	254	16	7620	5105,4	4000	
8	254	17	7620	5105,4	4000	
9	254	16	7620	5105,4	4000	
10	255	17	7650	5125,5	4000	
TOTALE	2529	164	75870	50832,9	40000	

CONFIGURAZIONE IMPIANTO FOVOLTAICO

N.	INVERTER	combiner -box	STRINGHE	moduli	Potenza DC	sottocampo
1	1	combiner box 1	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 2	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 3	15	450	301,5	1
1	1	combiner box 4	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 5	15	450	301,5	1
1	1	combiner box 6	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 7	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 8	15	450	301,5	1
1	1	combiner box 9	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 10	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 11	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 12	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 13	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 14	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 15	16	480	321,6	1
1	1	combiner box 16	14	420	281,4	1
2	2	combiner box 18	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 19	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 20	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 21	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 22	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 23	15	450	301,5	1
2	2	combiner box 24	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 25	14	420	281,4	1
2	2	combiner box 26	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 27	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 28	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 29	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 30	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 31	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 32	16	480	321,6	1
2	2	combiner box 33	15	450	301,5	1
3	3	combiner box 34	16	480	321,6	5
3	3	combiner box 35	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 36	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 37	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 38	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 39	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 40	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 41	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 42	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 43	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 44	15	450	301,5	5
3	3	combiner box 45	15	450	301,5	5

3	combiner box 46	14	420	281,4	2
3	combiner box 47	15	450	301,5	2
3	combiner box 48	15	450	301,5	2
3	combiner box 49	14	420	281,4	2
3	combiner box 50	14	420	281,4	2
4	combiner box 51	16	480	321,6	1
4	combiner box 52	16	480	321,6	1
4	combiner box 53	16	480	321,6	1
4	combiner box 54	16	480	321,6	1
4	combiner box 55	16	480	321,6	1
4	combiner box 56	15	450	301,5	1
4	combiner box 57	15	450	301,5	2
4	combiner box 58	15	450	301,5	2
4	combiner box 59	15	450	301,5	2
4	combiner box 60	14	420	281,4	2
4	combiner box 61	14	420	281,4	2
4	combiner box 62	14	420	281,4	2
4	combiner box 63	14	420	281,4	2
4	combiner box 64	14	420	281,4	2
4	combiner box 65	14	420	281,4	2
4	combiner box 66	14	420	281,4	2
4	combiner box 67	15	450	301,5	2
5	combiner box 68	16	480	321,6	2
5	combiner box 69	16	480	321,6	2
5	combiner box 70	15	450	301,5	2
5	combiner box 71	16	480	321,6	2
5	combiner box 72	16	480	321,6	2
5	combiner box 73	16	480	321,6	2
5	combiner box 74	16	480	321,6	2
5	combiner box 75	16	480	321,6	2
5	combiner box 76	15	450	301,5	2
5	combiner box 77	15	450	301,5	2
5	combiner box 78	15	450	301,5	2
5	combiner box 79	15	450	301,5	2
5	combiner box 80	16	480	321,6	2
5	combiner box 81	16	480	321,6	2
5	combiner box 82	16	480	321,6	2
5	combiner box 83	16	480	321,6	2
6	combiner box 84	16	480	321,6	2
6	combiner box 85	15	450	301,5	2
6	combiner box 86	15	450	301,5	2
6	combiner box 87	16	480	321,6	2
6	combiner box 88	15	450	301,5	2
6	combiner box 89	15	450	301,5	2
6	combiner box 90	16	480	321,6	2
6	combiner box 91	16	480	321,6	3
6	combiner box 92	16	480	321,6	3
6	combiner box 93	16	480	321,6	3

6	combiner box 94	16	480	321,6	3
6	combiner box 95	16	480	321,6	3
6	combiner box 96	16	480	321,6	3
6	combiner box 97	16	480	321,6	3
6	combiner box 98	16	480	321,6	3
6	combiner box 99	16	480	321,6	3
7	combiner box 100	17	510	341,7	4
7	combiner box 101	16	480	321,6	4
7	combiner box 102	15	450	301,5	4
7	combiner box 103	16	480	321,6	4
7	combiner box 104	16	480	321,6	4
7	combiner box 105	16	480	321,6	4
7	combiner box 106	16	480	321,6	4
7	combiner box 107	16	480	321,6	4
7	combiner box 108	16	480	321,6	4
7	combiner box 109	16	480	321,6	4
7	combiner box 110	16	480	321,6	4
7	combiner box 111	16	480	321,6	4
7	combiner box 112	16	480	321,6	4
7	combiner box 113	16	480	321,6	4
7	combiner box 114	16	480	321,6	4
7	combiner box 115	14	420	281,4	4
8	combiner box 116	14	420	281,4	4
8	combiner box 117	15	450	301,5	4
8	combiner box 118	15	450	301,5	4
8	combiner box 119	15	450	301,5	4
8	combiner box 120	15	450	301,5	4
8	combiner box 121	16	480	321,6	4
8	combiner box 122	13	390	261,3	4
8	combiner box 123	15	450	301,5	4
8	combiner box 124	16	480	321,6	4.bis
8	combiner box 125	15	450	301,5	4.bis
8	combiner box 126	15	450	301,5	5
8	combiner box 127	15	450	301,5	5
8	combiner box 128	15	450	301,5	5
8	combiner box 129	15	450	301,5	5
8	combiner box 130	15	450	301,5	5
8	combiner box 131	15	450	301,5	5
8	combiner box 132	15	450	301,5	5
9	combiner box 133	16	480	321,6	6
9	combiner box 134	16	480	321,6	6
9	combiner box 135	16	480	321,6	6
9	combiner box 136	16	480	321,6	6
9	combiner box 137	16	480	321,6	6
9	combiner box 138	16	480	321,6	6
9	combiner box 139	16	480	321,6	6
9	combiner box 140	16	480	321,6	6
9	combiner box 141	16	480	321,6	6

9	combiner box 142	16	480	321,6	6
9	combiner box 143	15	450	301,5	6
9	combiner box 144	15	450	301,5	6
9	combiner box 145	16	480	321,6	6
9	combiner box 146	16	480	321,6	6
9	combiner box 147	16	480	321,6	6
9	combiner box 148	16	480	321,6	6
10	combiner box 149	16	480	321,6	5
10	combiner box 150	16	480	321,6	5
10	combiner box 151	16	480	321,6	5
10	combiner box 152	16	480	321,6	5
10	combiner box 153	16	480	321,6	5
10	combiner box 154	16	480	321,6	5
10	combiner box 155	16	480	321,6	5
10	combiner box 156	16	480	321,6	5
10	combiner box 157	14	420	281,4	5
10	combiner box 158	15	450	301,5	5
10	combiner box 159	14	420	281,4	6
10	combiner box 160	14	420	281,4	6
10	combiner box 161	14	420	281,4	6
10	combiner box 162	14	420	281,4	6
10	combiner box 163	14	420	281,4	6
10	combiner box 164	14	420	281,4	6
10	combiner box 165	14	420	281,4	6
			2529	75870	50832,9

2.8 Potenza dell'impianto

L'impianto, come detto, è suddiviso in 2 "sottocampi", caratterizzati dalle seguenti potenze di picco:

- **sottocampo 1:**
503 stringhe x 30 Moduli
15.090 moduli da 670 Wp
32 smart combiner box
2 inverter centralizzato da 4.300 kVA
Potenza totale in DC: 10.110 kWp
Potenza totale in AC: 8.600 kVA
- **sottocampo 2:**
506 stringhe x 30 Moduli
15.180 moduli da 670 Wp
34 smart combiner box
2 inverter centralizzato da 4.300 kVA
Potenza totale in DC: 10.171 kWp
Potenza totale in AC: 8.600 kVA
- **sottocampo 3:**
506 stringhe x 30 Moduli

15.090 moduli da 670 Wp

32 smart combiner box

2 inverter centralizzato da 4.300 kVA

Potenza totale in DC: 10.110 kWp

Potenza totale in AC: 8.600 kVA

- **sottocampo 4:**

508 stringhe x 30 Moduli

15.240 moduli da 670 Wp

33 smart combiner box

2 inverter centralizzato da 4.300 kVA

Potenza totale in DC: 10.211kWp

Potenza totale in AC: 8.600 kVA

- **sottocampo 5:**

509 stringhe x 30 Moduli

15.270 moduli da 670 Wp

33 smart combiner box

2 inverter centralizzato da 4.300 kVA

Potenza totale in DC: 10.231 kWp

Potenza totale in AC: 8.600 kVA

In totale, quindi, saranno installati 75.870 moduli per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$75.870 \text{ moduli} \times 670 \text{ Wp} = 50.832,9 \text{ kWp} = 50,83 \text{ MW DC}$$

La potenza apparente totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$4.300_{(1)} + 4.300_{(2)} + 4.300_{(3)} + 4.300_{(24)} + 4.300_{(5)} + 4.300_{(6)} + 4.300_{(7)} + 4.300_{(8)} + 4.300_{(9)} + 4.300_{(10)} \\ = 43.000 \text{ kVA}$$

Assumendo un cosfi di 0,93 ne deriva una potenza nominale in AC di 40,00 MW con un rapporto DC/AC pari a 1,27

3 Aspetti energetici dell'impianto fotovoltaico

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

3.1 Stima della produzione di energia

3.1.1 Sito di installazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, dei seguenti parametri:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le simulazioni sono state svolte per ogni campo considerando i seguenti parametri:

- Latitudine: 41.48°N;
- Longitudine: 15.63° E;
- altitudine: circa 40 m slm

La disposizione delle strutture, dalla quale deriva il numero di pannelli installati, è stata scelta in modo da ottimizzare lo sfruttamento della superficie disponibile, mantenendo una distanza tra le strutture tale da consentire le pratiche agronomiche da svolgere in sito e allo stesso tempo minimizzare l'ombreggiamento.

Nel caso specifico, tra l'altro, si ricorda che, nell'ambito dei lavori di realizzazione del presente impianto, verranno effettuati anche lavori di adeguamento dei canali di regimentazione delle acque meteoriche oltre alla realizzazione di strade in modo da renderlo ottimale per la posa delle strutture e dei pannelli.

1.1.1 Dati meteorologici

La versione del software PVsyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 8.0, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

3.1.2 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.

Tabella 1: caratteristiche pannelli sottocampi

Caratteristiche campo FV			
Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	Gamesa Electric
Modello	TSM-670DEG21C.20	Modello	PV4300 UEP v7_50Hz
(definizione customizzata dei parametri)		(definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	670 Wp	Potenza nom. unit.	4299 kWac
Numero di moduli FV	75870 unità	Numero di inverter	10 unità
Nominale (STC)	50.83 MWc	Potenza totale	42990 kWac
Campo #1 - Sottocampo1		Campo #2 - Sottocampo 2	
Numero di moduli FV	15090 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	10.11 MWc	Potenza totale	8598 kWac
Moduli	503 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4299 kWac
Pmpp	9277 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1040 V		
I mpp	8918 A		
Campo #2 - Sottocampo 2		Campo #3 - Sottocampo 3	
Numero di moduli FV	15180 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	10.17 MWc	Potenza totale	8598 kWac
Moduli	506 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4299 kWac
Pmpp	9333 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1040 V		
I mpp	8972 A		
Campo #3 - Sottocampo 3		Campo #4 - Sottocampo 4	
Numero di moduli FV	15090 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	10.11 MWc	Potenza totale	8598 kWac
Moduli	503 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4299 kWac
Pmpp	9277 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1040 V		
I mpp	8918 A		
Campo #4 - Sottocampo 4		Campo #5 - Sottocampo 5	
Numero di moduli FV	15240 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	10.21 MWc	Potenza totale	8598 kWac
Moduli	508 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4299 kWac
Pmpp	9370 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1040 V		
I mpp	9007 A		
Campo #5 - Sottocampo 5		Potenza PV totale	
Numero di moduli FV	15270 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	10.23 MWc	Potenza totale	8598 kWac
Moduli	509 Stringhe x 30 In serie	Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	4299 kWac
Pmpp	9388 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.18
U mpp	1040 V		
I mpp	9025 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	50833 kWp	Potenza totale	42990 kWac
Totale	75870 moduli	Numero di inverter	10 unità
Superficie modulo	235679 m ²	Rapporto Pnom	1.18
Superficie cella	220827 m ²		

3.1.3 Ombreggiamento

Il software utilizzato per il dimensionamento dell'impianto è in grado di tenere conto degli effetti dell'ombreggiamento dovuto agli elementi circostanti come la presenza di ostacoli vicini, quali le pale eoliche presenti nei dintorni, e lontani, quali i rilievi situati all'orizzonte.

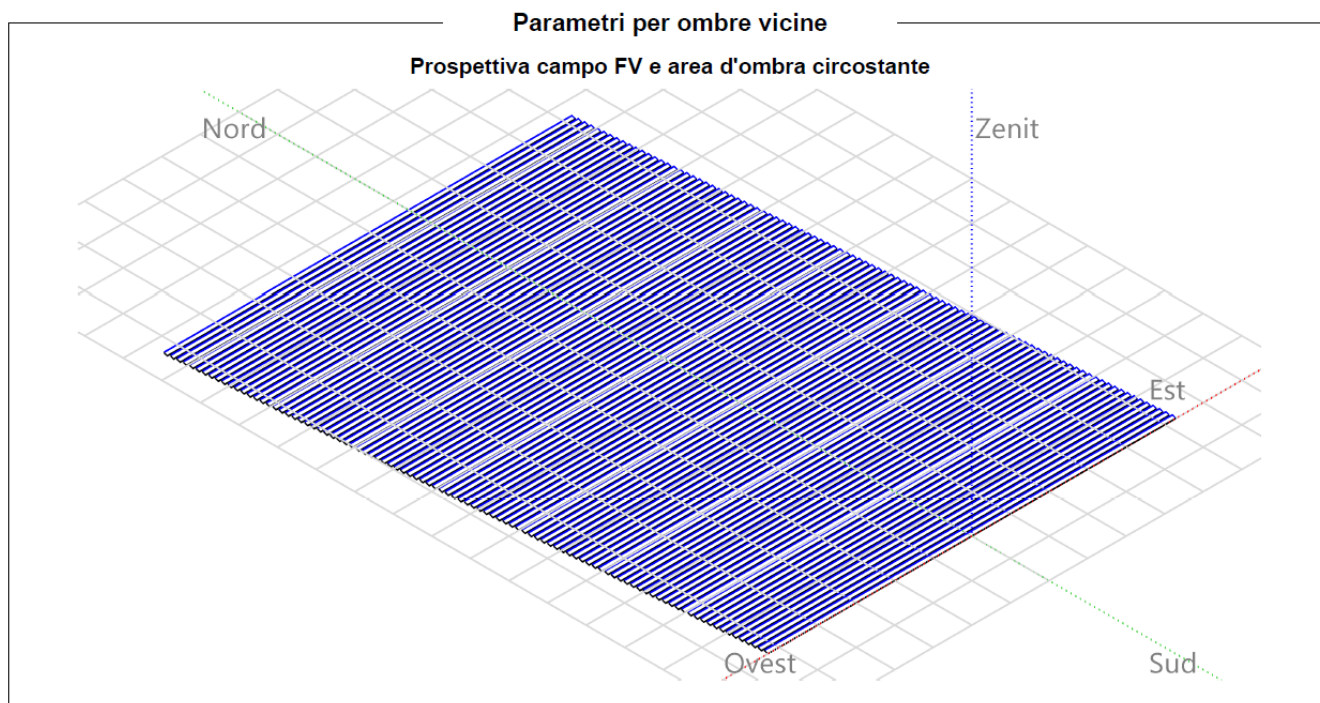


Figura 10: Scenario di simulazione dell'ombreggiamento per i moduli fotovoltaici

3.1.4 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.7%;
- LID – (Light induced degradation): 2.0%;
 - La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.
- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 1.1%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 0.9%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1.4%;
- altre perdite di inverter: 0%.
-

L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

3.1.5 Irraggiamento e producibilità

Nelle tabelle seguenti si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio per i campi che compongono l'impianto

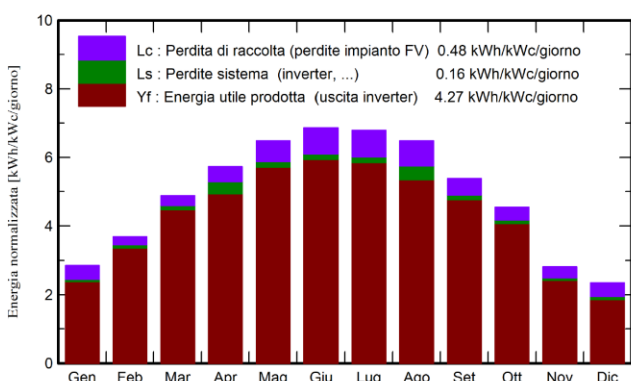
Tabella 2: Risultati delle stime di producibilità

Risultati principali

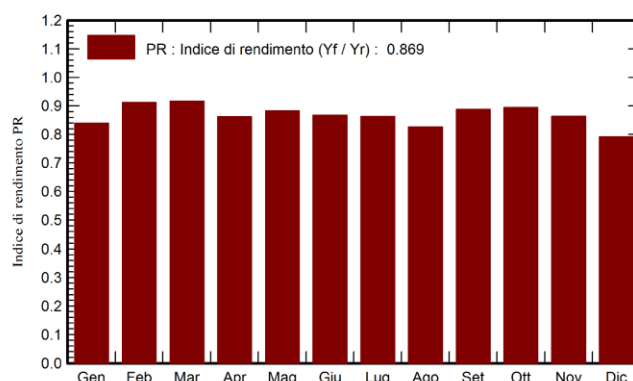
Produzione sistema

Energia prodotta 79191 MWh/anno Prod. Specif. 1558 kWh/kWc/anno
 Indice di rendimento PR 86.93 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
Gennaio	60.0	27.29	7.39	88.3	74.5	3868	3768	0.840
Febbraio	77.4	34.22	7.96	103.5	95.9	4930	4800	0.913
Marzo	125.9	52.67	11.32	151.2	144.4	7247	7045	0.917
Aprile	157.3	67.22	14.54	172.0	164.6	8078	7529	0.861
Maggio	195.8	81.61	19.98	200.9	192.4	9264	9006	0.882
Giugno	206.7	80.46	24.81	205.7	196.9	9315	9061	0.867
Luglio	209.0	82.31	27.73	210.4	201.5	9476	9226	0.863
Agosto	187.6	67.32	27.40	200.8	193.0	9063	8438	0.826
Settembre	139.6	58.04	22.03	161.4	154.5	7471	7278	0.887
Ottobre	107.7	36.57	18.09	140.9	133.5	6579	6404	0.894
Novembre	60.7	28.05	12.76	84.4	74.8	3808	3707	0.864
Dicembre	49.2	24.38	8.73	72.8	58.9	3073	2928	0.792
Anno	1576.9	640.14	16.95	1792.2	1684.9	82171	79191	0.869

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale EArray Energia effettiva in uscita campo
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz. E_Grid Energia immessa in rete
 T_Amb Temperatura ambiente PR Indice di rendimento
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.40% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Tabella 3: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

Anno	Produzione di energia (MWh)
1	79 191
2	78 822
3	78 453
4	78 084
5	77 715
6	77 346
7	76 911
8	76 476
9	76 041
10	75 606
11	75 170
12	74 558
13	73 946
14	73 334
15	72 721
16	72 109
17	71 680
18	71 250
19	70 820
20	70 390
Totale	1 500 623,00

3.1.6 Misure di irraggiamento e performance

L'impianto risulterà dotato di un sistema di monitoraggio ambientale avente l'obiettivo di mantenere monitorati i dati climatici e di irraggiamento sul campo fotovoltaico.

In particolare, verranno misurati, con idonei strumenti quali ad esempio celle solari e piranometri i dati di irraggiamento in un numero adeguato di strumenti distribuiti sul campo, oltre al dato della temperatura con sensori a contatto posti direttamente sui moduli.

La valutazione delle prestazioni energetiche sarà poi determinata tramite il calcolo del cosiddetto PR "Performance Ratio".

3.2 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 79.191 MWh, le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 79.191 = 280.616,50 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 1.500.623,00MWh (Tabella 3), sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 1.500.623 = 5.612.330,02 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.

Tabella 4: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)

Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	39 278,74	73,65	45,93	2,30
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	744 309,01	1 395,58	870,36	43,52

4 CAVI

4.1 Cavi MT

La rete elettrica a 30kV sarà realizzata con posa completamente interrata assicurando il massimo dell'affidabilità e della economia di esercizio.

Per il collegamento delle power station dei campi fotovoltaici si prevede la realizzazione di linee a 30kV a mezzo di collegamenti del tipo "entra-esce", mediante cavi del tipo ARE4H5EE 20,8/36kV con conduttore in alluminio o cavi del tipo RG7H1M1 18/30kV con conduttore in rame.

Il cavidotto di connessione a 30 kV, di lunghezza totale pari a circa 11 km, sarà realizzato per mezzo di un doppio circuito con cavi del tipo RG7H1M1 18/30kV o equivalenti con conduttore in rame.

L'isolamento sarà garantito mediante guaina termo-restringente.

I cavi verranno posati ad una profondità di circa 120 cm, con una placca di protezione in PVC (nei casi in cui non è presente il tubo corrugato) ed un nastro segnalatore.

I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata che avrà una larghezza di 50 cm. La sezione di posa dei cavi sarà variabile a seconda della loro ubicazione in sede stradale o in terreno (cfr. sezioni tipo cavidotto).

I cavi AT a 36kV sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

La portata I_z di un cavo con una determinata sezione e isolante è notevolmente influenzata dalle condizioni di installazione. Nella posa interrata la portata può variare in funzione della profondità di posa, della resistività e della temperatura del terreno. Aumentando la profondità di posa, con temperatura del terreno invariata, la portata di un cavo si riduce.

La portata dipende però anche dalla resistività e dalla temperatura del terreno che aumentano verso la superficie, soprattutto nei periodi estivi, vanificando in tal modo i benefici che si possono ottenere a profondità di posa minori.

La portata di un cavo interrato diminuisce anche in caso di promiscuità con altre condutture elettriche e l'influenza termica tra i cavi aumenta sensibilmente se sono posati in terra piuttosto che in aria.

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35027 fasc. 9738 "Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV. Portata di corrente in regime permanente – Posa in aria ed interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I_0 , tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times k$$

Dove:

I_0 = portata per posa interrata per cavi di tipo ARE4H5EE con resistività terreno 1,5 K m/W;

k = prodotto di opportuni coefficienti di correzione, ovvero:

K_{tt} = fattore di correzione per posa interrata e temperature diverse da 20 °C;

K_d = fattore di correzione per spaziatura tra cavi tripolari pari a 250 mm;

K_p = fattore di correzione per profondità di posa diversi da 0.8 m (cavi direttamente interrati);

K_r = fattore di correzione per valori di resistività termica diversa da 1,5 Km/W.

Tanto più elevata è la resistività termica del terreno tanto maggiore diventa la difficoltà del cavo a smaltire il calore attraverso gli strati del terreno. La resistività termica varia a seconda del tipo di terreno e del suo grado di umidità.

Profondità di posa		m	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,2
Resistività termica		K*m/ W	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Fattori di correzione									
K1	ktt		0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94	0,94
K2	kd		0,92	0,84	0,84	0,92	0,84	0,92	1,00
K3	kp		0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,97	0,95
K4	kr		1	1	1	1	1	1	1
Portata cavo	I_z	A	209	382	191	209	382	474	505

4.2 Cavi BT

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$
$$\Delta V\% \leq 4\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino all'aerogeneratore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 "Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata". Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva I_z che può essere ricavata, a partire dalla corrente I_0 , tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- I_0 =portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;
 K_1 =fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;
 K_2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;
 K_3 =fattore di correzione per profondità di posa;
 K_4 =fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

5 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini.

5.1 Protezione generale

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.

5.1.1 Protezione contro i contatti diretti

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

5.1.2 Protezione contro i contatti indiretti

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:

- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.

5.1.3 Protezioni dai sovraccarichi

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una condotta avente corrente di impiego I_b e portata I_z ($I_b < I_z$) si deve installare nel circuito della condotta un dispositivo di protezione avente corrente nominale I_n e corrente convenzionale di funzionamento I_f che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$
$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$ per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$ per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

5.1.4 Protezione conduttori contro il corto circuito

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di $I^2 \cdot t$ lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della condotta protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$ oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

5.1.5 Cartelli

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).

I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'urgenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

5.1.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

5.1.7 Mezzi di estinzione

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.

5.1.8 Qualifica del personale

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti

attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

5.1.9 Apparecchiature e componenti

Cavi

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

Connessioni elettriche

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

Materiali isolanti

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

Sezionatori

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del

dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

Interruttori

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.

Interruttori di manovra

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

Relè di protezione

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

TA e TV di protezione

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da $0,1 I_n$ a $1,2 I_n$ e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra (se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima $2,5 \text{ mm}^2$ se protetto meccanicamente, altrimenti 4 mm^2 .

Trasformatori

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;
- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia $A = (dg + 1250) \text{ mm}$;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del

contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

Pulsanti di sgancio della cabina

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d' emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

5.2 Protezione contro i fulmini

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

5.2.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

5.2.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

5.2.3 Impianto di terra

Realizzazione dell'impianto di terra

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.

L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm².

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato $l = 2$ m e da treccia di rame nuda $S = 50$ mm².

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

Verifica dell'impianto di terra

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra I_f e il tempo di eliminazione del guasto a terra t_f richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto U_{tp} ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti $U_t \leq U_{tp}$ l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.

**Allegato 1: risultati simulazione parco FV con
software PVSYST**

Allegato 2: Scheda tecnica pannelli fotovoltaici

Allegato 3: Scheda tecnica strutture di supporto

Allegato 4: Scheda tecnica inverter

Allegato 5: Scheda tecnica power station

