



Realizzazione di un impianto agrivoltaico denominato

“MANDRAZZE”

di potenza nominale di 35 MW e potenza di picco 35,89209 MWp
posizionato a terra

ubicato in C.da Mandrazze nel Comune di Catania (CT)

Codice elaborato	Data	Livello progettazione	Emesso	Verificato	Approvato	REV.
01-PD.01	MAR 2022	DEFINITIVO	G.VICINO	G.VICINO	G.VICINO	

ELABORATO:

RELAZIONE TECNICA GENERALE

Rel.

Società Proponente:

AMBRA SOLARE 50 S.R.L.
Via Tevere,41
00198 ,Roma,Italy
email: ambrasolare50srl@legalmail.it

Timbri e firme:

Progettazione:



E-PRIMA S.R.L.
Via Manganelli 20/G - 95030 Nicolosi (CT)
tel:095914116 - cell:3339533392
email:info@e-prima.eu

Timbri e firme:

INDICE GENERALE

1	Premessa	3
2	Committente.....	3
3	Localizzazione ed inquadramento catastale del sito di installazione.....	3
4	Descrizione sintetica dell'impianto fotovoltaico.....	4
5	Connessione alla RTN.....	4
6	Criteri adottati per le scelte progettuali	4
7	Normativa di riferimento	5
8	Caratteristiche prestazionali dei materiali.....	6
8.1	Moduli fotovoltaici	6
8.2	Inseguitori Monoassiali.....	8
8.3	Conversione statica cc/ca – inverter di stringa.....	8
8.4	Cabine elettriche	11
8.4.1	Cabine di trasformazione.....	11
8.4.2	Cabina di raccolta	12
8.5	protezione generale e protezione di interfaccia	13
8.6	Cavi elettrici.....	13
9	impianto fotovoltaico – caratteristiche di dettaglio.....	14
9.1	potenza di picco.....	14
9.2	potenza nominale.....	14
9.3	Generatore in corrente continua	14
9.4	Definizione sottocampi	15

9.5	Configurazione inverter	15
9.6	Trasformazione BT/AT	16
10	Dimensionamento e producibilità	17
10.1	Effetto fotovoltaico	17
10.2	Irraggiamento sul piano dei moduli	18
10.3	Perdite di sistema	19
10.4	Producibilità	21
11	Misure di protezione e sicurezza	22
11.1	Protezione dai contatti diretti	22
11.2	Protezione dai contatti indiretti	22
11.3	Protezione combinata dai contatti diretti e indiretti	22
11.4	Protezione dei circuiti dalle sovracorrenti e sezionamento	23
11.5	impianto di messa a terra	23
12	compatibilita' elettromagnetica (EMC)	23
13	verifiche tecnico - funzionali (collaudo)	24

1 PREMESSA

La presente relazione definisce gli aspetti tecnici relativi ad un impianto fotovoltaico denominato "MANDRAZZE", di potenza nominale pari a 35 MW e di picco pari a 35,89209 MWp, posizionato a terra, ubicato in C.da Mandrazze nel comune di Catania (CT).

Verranno forniti tutti i documenti e gli elementi atti a dimostrare la rispondenza del progetto definitivo alle finalità dell'intervento.

2 COMMITTENTE

Società: Ambra Solare 50 S.r.l.

Sede legale: Via Tevere 41 | 00198 | Roma - RM | Italia

P.IVA 16224761003

3 LOCALIZZAZIONE ED INQUADRAMENTO CATASTALE DEL SITO DI INSTALLAZIONE

Sito di installazione: C.da Mandrazze, Catania (CT)

Coordinate geografiche: Lat. 37.404326, ° N, - Long. 14.985263° E

Sull'ortofoto seguente si riporta il poligono delle aree di progetto relative all'impianto



Figura 1 - Ortofoto con evidenza del poligono dell'area di progetto

Nella tabella in calce si riporta il piano particellare relativo all'area di impianto (NCEU del Comune di Catania (CT)).

Comune	Foglio	Particelle
Catania (CT)	52	463 - 385 - 474 - 366 - 499 - 500 - 540 - 368 - 365 - 364 - 367 - 370 - 478

4 DESCRIZIONE SINTETICA DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Dati generali dell'impianto fotovoltaico:

- ✚ Numero di moduli fotovoltaici: 61.354 MF
- ✚ Tipologia di modulo fotovoltaico: HiKu7 CS6Y 585MS Canadian Solar
- ✚ Potenza modulo fotovoltaico: 585 W
- ✚ Potenza di generazione dell'impianto: 35,89209 MW_p
- ✚ Inverter utilizzati: Huawei SUN 2000 - 215 KTL – H0
- ✚ Numero di inverter: 175
- ✚ Connessione alla rete elettrica: AT (36 kV)

Tipologia di installazione:

- ✚ Impianto a terra con inseguitori solari monoassiali.

Dati generali producibilità annua stimata:

- ✚ Esposizione del generatore fotovoltaico: Inseguitori solari mono-assiali con allineamento N-S
- ✚ Rendimento energetico impianto stimato: 77.49 %
- ✚ Producibilità specifica, per il 1° anno: 1.737 kWh/KWp/anno
- ✚ Producibilità totale impianto, per il 1° anno: 62 GWh/anno

5 CONNESSIONE ALLA RTN

Si prevede che l'impianto venga collegato in antenna con la costruenda sezione 36 kV della SE denominata "Pantano" (Codice Pratica TERNA 202100657)

6 CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Il presente progetto definitivo nasce a valle di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico.

I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatori vigenti.

In particolare, la progettazione è stata condotta conformemente alle disposizioni del D.M. 05/05/2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione

fotovoltaica solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. del 29/12/2003, n. 387" come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas.

7 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti rispettano, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle norme tecniche si seguite elencate.

Si applicano inoltre i documenti tecnici emanati dai gestori di rete e le delibere dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas, riportanti disposizioni applicative per la connessione ed esercizio di impianto fotovoltaici collegati alla rete elettrica pubblica.

Si precisa che l'elenco sotto riportato non è da intendersi esaustivo; ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili ove di pertinenza.

❖ Norme CEI:

- ✚ CEI 64-8: impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- ✚ CEI 64-8 parte 7, sezione 712: i sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✚ CEI 11-20;V1: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✚ 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 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione;
- ✚ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT);
- ✚ CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- ✚ CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini;
- ✚ CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✚ UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici; dati climatici;
- ✚ 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.);

8 CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo dell'architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc..), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, ecc..).

Le scelte dei materiali impiegati, quindi, sono correlati a questo quadro normativo obbligatorio che può essere considerato "standardizzato", il quale di per sé garantisce un'elevata qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

8.1 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici presenti oggi sul mercato possono essere distinti in:

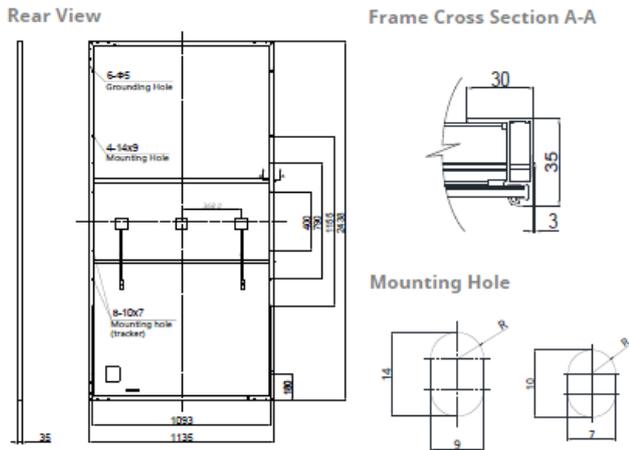
- ✚ Moduli in silicio policristallino;
- ✚ Moduli in silicio monocristallino;

Il modulo fotovoltaico scelto è un modulo in silicio monocristallino modello HiKu7 CS6Y 585MS del produttore Canadian Solar, con potenza massima pari a 585 Wp, tensione di circuito aperto pari a 53.4 V e corrente di cortocircuito pari a 13.92 A.

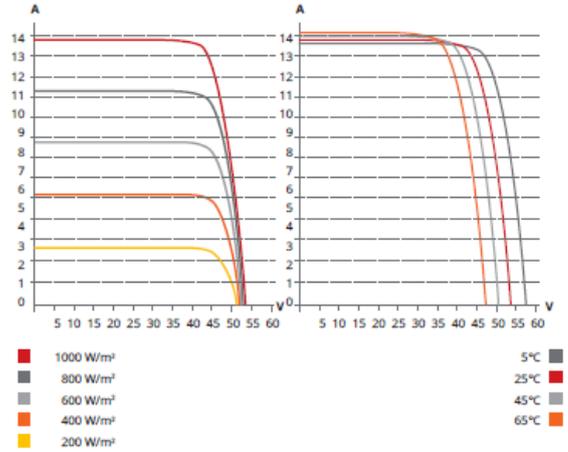
La superficie complessiva occupata dai 61.354 moduli fotovoltaici è 169.774 m², pari al prodotto del numero di moduli per la superficie del singolo modulo al netto delle tolleranze di installazione sulle strutture.

Si riportano nella figura in calce le caratteristiche elettriche e meccaniche del modulo.

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS6Y-580MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS6Y	570MS	575MS	580MS	585MS	590MS
Nominal Max. Power (Pmax)	570 W	575 W	580 W	585 W	590 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	43.8 V	44.0 V	44.2 V	44.4 V	44.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.02 A	13.07 A	13.13 A	13.18 A	13.23 A
Open Circuit Voltage (Voc)	52.8 V	53.0 V	53.2 V	53.4 V	53.6 V
Short Circuit Current (Isc)	13.77 A	13.82 A	13.87 A	13.92 A	13.97 A
Module Efficiency	20.6%	20.8%	21.0%	21.1%	21.3%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC/UL) or 1000V (IEC/UL)				
Module Fire Performance	TYPE 1 (UL 61730) or CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	25 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ + 10 W				

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS6Y	570MS	575MS	580MS	585MS	590MS
Nominal Max. Power (Pmax)	425 W	429 W	433 W	436 W	440 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	40.8 V	41.0 V	41.2 V	41.4 V	41.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	10.42 A	10.47 A	10.51 A	10.54 A	10.58 A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.7 V	49.9 V	50.1 V	50.2 V	50.4 V
Short Circuit Current (Isc)	11.11 A	11.15 A	11.19 A	11.23 A	11.27 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	156 [2 x (13 x 6)]
Dimensions	2438 x 1135 x 35 mm (96.0 x 44.7 x 1.38 in)
Weight	31.0 kg (68.3 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, 2 crossbars enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm² (IEC), 12 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	400 mm (15.7 in) (+) / 280 mm (11.0 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	540 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.35 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.27 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 2 – caratteristiche tecniche, meccaniche e curve I-V

8.2 INSEGUITORI MONOASSIALI

I moduli fotovoltaici sono fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture denominate inseguitori monoassiali, ossia dei dispositivi che attraverso opportuni movimenti meccanici, permettono di far "inseguire" lo spostamento apparente del sole nel cielo.

Lo scopo principale di un inseguitore è quello di massimizzare l'efficienza del dispositivo ospitato a bordo. Per il seguente progetto sono stati scelti degli inseguitori di rollio, i quali si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata.



Figura 3 - Inseguitori solari monoassiali

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto.

La posizione notturna di un campo agrofotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto a mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analogia procedura al contrario, riportando il campo agrofotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto da tali inseguitori si aggira intorno al 15%.

8.3 CONVERSIONE STATICA CC/CA – INVERTER DI STRINGA

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 175 inverter del produttore "HUAWEI" modello "SUN2000-215KTL" di potenza nominale lato alternata di 200 kW.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ✚ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza);

- ✚ Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT;
- ✚ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8;
- ✚ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico;
- ✚ Conformità marchio CE;
- ✚ Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP65);
- ✚ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto;
- ✚ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV;
- ✚ Efficienza massima >90 % al 70% della potenza nominale;

DATI COSTRUTTIVI DEGLI INVERTER TIPO	
Costruttore	HUAWEI
Sigla	SUN2000-215KTL-H0
Numero di MPPT indipendenti	9
Numero di ingressi	18
CARATTERISTICHE ELETTRICHE TIPO LATO DC	
Massima corrente per MPPT	30 A
Corrente massima di corto circuito per MPPT	50 A
Tensione massima	1.500 V
Range di tensione inseguitore	500 – 1.500 V
CARATTERISTICHE ELETTRICHE LATO AC	
Potenza nominale in uscita	200 kW @40°C
Tensione nominale di uscita	800 V
Corrente nominale in uscita	144.4 A
Corrente massima in uscita	155.2 A
Frequenza in uscita	50 Hz

Rendimento Massimo	99,03 %
Rendimento Europeo	98,60 %

I valori di tensione alle varie temperature di funzionamento (minima, massima e d'esercizio) rientrano nel range di accettabilità ammesso dall'inverter.

Limiti in tensione

- ✚ Tensione minima V_n a 70 °C maggiore di $V_{mpp\ min}$;
- ✚ Tensione massima V_n a -10 °C inferiore a $V_{mpp\ max}$;
- ✚ Tensione a vuoto V_o a -10 °C inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V);

Limiti in corrente

- ✚ Corrente di corto circuito inferiore alla corrente massima inverter;

Limiti in potenza

- ✚ Dimensionamento in potenza compreso tra 80,64% e il 120,96%;

8.4 CABINE ELETTRICHE

Si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi, definiti dalle n. 24 cabine di trasformazione disposte nel campo fotovoltaico.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in struttura metallica autoportante, conforme alla norma CEI EN 62271-202 o in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze.

La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai trasformatori e dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.4.1 Cabine di trasformazione

Le cabine elettriche di trasformazione saranno così equipaggiate:

- ✚ 1 quadro BT per la protezione lato bassa tensione che include il sistema di protezione di interfaccia e il relativo DDI oltre che il rinalzo per la mancata apertura;
- ✚ 1 trasformatore per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'inverter ;
- ✚ 1 trasformatore di potenza con rapporto di trasformazione 800V/20.000V per la connessione in media tensione;
- ✚ 1 quadro AT;

Le taglie dei trasformatori di ogni sottocampo sono mostrate nell'apposito paragrafo.

Le varie uscite degli inverter saranno collegate in parallelo all'interno di un quadro di parallelo BT (QPBT), installato presso ciascuna delle cabine elettriche di trasformazione. Il quadro sarà conforme alla norma CEI EN 60439-1 per linee di potenza idoneo a contenere:

- ✚ il dispositivo di parallelo quadro, di tipo scatolato, con funzione di protezione da sovracorrenti e sezionamento della linea in bassa tensione a valle del trasformatore BT/AT;
- ✚ la centralina termometrica del trasformatore BT/AT;

Sarà inoltre installato un quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari (QSA) e un gruppo di continuità UPS. Il quadro dei servizi ausiliari conterrà i dispositivi di protezione e

sezionamento di tipo modulare per la protezione e sezionamento delle linee di alimentazione dei servizi ausiliari (condizionatori, illuminazione, circuiti prese, circuiti ausiliari quadri elettrici, ecc...), nonché dell'UPS.

Il QPBT sarà costituito delle seguenti parti da valle a monte:

- ✚ Dispositivi del generatore fotovoltaico: sono gli interruttori del quadro che collegano il QPCA alle uscite degli inverter. Sono interruttori automatici con sganciatori magneto-termici che intervengono per guasto interno al sistema fotovoltaico. L'interruttore interviene su tutte le fasi interessate e sul neutro;

L'uscita del quadro QPBT sarà connessa tramite l'interruttore BT di alimentazione del QPCA al primario del trasformatore AT/BT.

Il trasformatore sarà trifase con gli avvolgimenti inglobati sotto vuoto in resina epossidica e con raffreddamento in aria naturale. Il trasformatore deve essere progettato e costruito per rispondere alle Norme CEI Italiane ed IEC internazionali in vigore alla data della sua costruzione.

8.4.2 Cabina di raccolta

Come già accennato, si prevede l'utilizzo di n.2 cabine di raccolta ove afferiranno, per la messa in parallelo, gli elettrodotti uscenti dai vari sottocampi.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v. prodotte ai sensi del DM 14/01/2008 e della Legge 5/11/71 n° 1086 art.9 – D.M. 3/12/87 n°39

I passaggi previsti per il transito delle persone saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dai quadri, sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura o di tipo eolico.

Per ogni cabina elettrica sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 35 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.5 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le uscite delle cabine di trasformazione confluiranno alle due cabine di raccolta, contenente i quadri: si tratta di quadri contenenti le unità di arrivo/partenza e le protezioni delle linee/apparecchiature presenti sulla rete a 36 kV utente.

8.6 CAVI ELETTRICI

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- ✚ 1) cavo "solar" tipo H1Z2Z2-K, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'interconnessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- ✚ 2) cavo unipolare tipo FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrata e/o per condutture in esterno;
- ✚ 3) cavo unipolare tipo FS17 o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni;
- ✚ 4) cavo unipolare tipo FS17, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza;
- ✚ 5) cavi unipolari, per posa interrata, con Conduttore a corda rotonda compatta di rame rosso, isolati con Mescola di gomma ad alto modulo G7, con schermo A filo di rame rosso sotto guaina in PVC, tipo RG7H1OR 26/45 kV per i collegamenti dei circuiti a 36 kV;

La scelta delle sezioni dei cavi va effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione va riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi.

9 IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

9.1 POTENZA DI PICCO

L'impianto fotovoltaico in oggetto avrà una potenza di generazione installata pari a 35,89209 MWp ottenuta come il prodotto tra il numero di moduli installati e la potenza nominale di ciascun modulo. Ovvero:

- ✚ Il numero di moduli installati è pari a 61.354;
- ✚ La potenza nominale del modulo fotovoltaico prescelto è pari a 585 Wp;
- ✚ La potenza di picco sarà pertanto pari a: $(0,585 \times 61.354)/1000 = 35,89209$ MWp

9.2 POTENZA NOMINALE

La potenza nominale sarà pari a 35 MW, coincidente con la potenza totale sviluppata del gruppo inverter, poiché quest'ultimi avranno ciascuno potenza nominale inferiore rispetto a quella di generazione installata.

9.3 GENERATORE IN CORRENTE CONTINUA

L'impianto sarà costituito da due sezioni. I moduli fotovoltaici verranno installati su n. 1102 inseguitori monoassiali (tracker) da 54 moduli fotovoltaici ciascuno e da 71 inseguitori monoassiali (tracker) da 26 moduli fotovoltaici, posti in serie, per un totale di 61.354 moduli.

Sui tracker da 54MF saranno installate due stringhe da 27MF, mentre sui tracker da 26MF sarà installata una stringa della medesima lunghezza, per un totale di:

- ✚ 2204 stringhe da 27MF
- ✚ 71 stringhe da 26 MF

La ripartizione dei tracker, delle stringhe, dei moduli fotovoltaici e delle potenze installate viene mostrata nella tabella in calce.

Sezione	n.tracker da 54 MF	n.tracker da 26 MF	stringhe 27 [n.]	stringhe 26 [n.]	MF [n°]	Potenza picco [MW]
1	252	42	504	42	14700	8,5995
2	850	29	1700	29	46654	27,29259

9.4 DEFINIZIONE SOTTOCAMPI

L'impianto è stato suddiviso in 24 sottocampi, in funzione delle potenze installate. Di seguito si riportano le tabelle riepilogative delle potenze per ogni sottocampo.

Sezione	Sottocampo	Stringhe da 27 per sottocampo[n.]	Stringhe da 26 per sottocampo[n.]	MF [n°]	Potenza picco [kWp]
1	1-6	84	7	2450	1.433,25
2	7-10	84	7	2450	1.433,25
	11	90	1	2456	1.436,76
	12-17	91	/	2457	1.437,345
	18-24	104	/	2808	1.642,68

9.5 CONFIGURAZIONE INVERTER

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n.175 inverter modello Huawei SUN2000-215KTL-H0 di potenza attiva nominale lato alternata pari a 200 kW. Sono state previste due tipologie di configurazione elettrica degli inverter, di seguito esplicitate:

- ✚ Configurazione "A" composta da N° 12 stringhe da 27 MF e N° 1 stringa da 26 MF
- ✚ Configurazione "B" composta da N° 13 stringhe da 27 MF.

In calce la configurazione di ciascun inverter e delle stringhe ad essi afferenti con la disposizione per ciascun sottocampo

Sezione	Sottocampo	Inverter in configurazione "A" [n.]	Inverter in configurazione "B" [n.]	Totale inverter [n.]	Potenza Nominale [kW]
1	1-6	7	0	7	1433,25
2	7-10	7	0	7	1433,25
	11	1	6	7	1436,76
	12-17	0	7	7	1437,345
	18-24	0	8	8	1642,68

9.6 TRASFORMAZIONE BT/AT

La tensione nominale d'uscita degli inverter Huawei SUN2000-215KTL-H0, pari a 800 V, verrà innalzata a 36 kV all'interno delle cabine di trasformazione. Ogni cabina di trasformazione sarà in grado di gestire la potenza ad essa confluyente.

Le cabine saranno di tipo prefabbricato mono-blocco in c.a.v., con dimensioni esterne 10,67 m x 2,500 m x 2,580 m. Nello specifico saranno realizzate n.24 cabine di trasformazione; tutte saranno dotate di trasformatori DYn11, 800/36kV, con taglie così come da tabella seguente.

Sezione	Sottocampo	Trafo [kVA]
1	1-6	2000
2	7-24	2000

10 DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ

10.1 EFFETTO FOTOVOLTAICO

Un impianto fotovoltaico è composto in larga parte da pannelli fotovoltaici, chiamati anche moduli fotovoltaici. Un pannello (o "modulo") non è nient'altro che una struttura in grado di catturare la luce solare e di trasformarla in corrente elettrica alternata che poi viene utilizzata per gli scopi più comuni, come, ad esempio, la luce che abbiamo nelle nostre case.

Gli impianti fotovoltaici si basano su un principio, storicamente e scientificamente conosciuto con il nome di effetto fotovoltaico, parola derivante dal greco che unisce i termini 'luce' e 'volt', l'unità di misura della tensione elettrica. Facciamo un breve *excursus*.

La tecnologia fotovoltaica (FV) consente di trasformare direttamente l'energia della radiazione solare in energia elettrica, con un'efficienza globale tra il 16% e il 22% per una singola cella fotovoltaica monocristallina.

Questi dispositivi sono fabbricati a partire da materiali semiconduttori, come il silicio (Si), l'arsenurio di gallio (GaAs) e il solfato di rame (Cu₂S). In una cella fotovoltaica, i fotoni della luce solare incidente spezzano i legami degli elettroni del semiconduttore, consentendo così agli elettroni di muoversi liberamente nel semiconduttore. Le posizioni lasciate libere dagli elettroni agiscono come cariche positive e prendono il nome di "lacune".

Le celle fotovoltaiche consistono generalmente in due regioni sottili, una sopra l'altra, ognuna dotata di impurità aggiunte appositamente chiamate droganti. Il risultato è che una regione è di "tipo n", avendo un eccesso di elettroni (negativi), mentre l'altra è di "tipo p", avendo un eccesso di lacune positive.

Questa struttura a 2 regioni, chiamata *giunzione p-n*, produce un campo elettrico interno.

Quando i fotoni creano elettroni liberi e lacune in prossimità della *giunzione p-n*, il campo elettrico interno li fa muovere in direzioni opposte; gli elettroni si muovono verso il lato n e le lacune si muovono verso il lato p. Viene quindi generata una tensione (forza elettromotrice, f.e.m.) fra le regioni p ed n, con il lato p positivo ed il lato n negativo. Se tramite di fili si collegano il lato p ed il lato n ad un "carico", per esempio una lampadina, vi è una tensione ai capi del carico e una corrente elettrica scorre sul carico.



Figura 4 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino

Il silicio in forma cristallina è il materiale maggiormente utilizzato per la fabbricazione di celle fotovoltaiche, che tipicamente hanno dimensioni di 12 cm x 12 cm. Le celle vengono assemblate in modo da ottenere moduli fotovoltaici di circa mezzo metro quadrato di superficie (Vedi **Figura 6**).

Celle di altro tipo sono quelle in silicio policristallino e amorfo che hanno un rendimento inferiore, e quelle con più di due giunzioni che possono avere un rendimento superiore, ma sono molto care. Al momento uno sforzo considerevole viene impiegato per sviluppare celle plastiche con polimeri che dovrebbero avere un basso costo, ma anche una bassa efficienza.

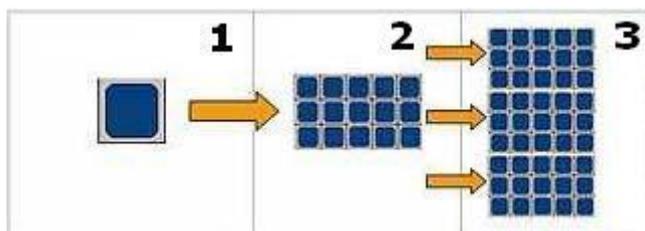


Figura 5 - Cella fotovoltaica in silicio monocristallino. Singole celle fotovoltaiche (1) connesse in serie formano un modulo fotovoltaico (2). Più moduli assemblati realizzano un impianto fotovoltaico (3)

10.2 IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database PVGIS.

PVGIS si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatici normalizzati su base europea e disponibili all'interno dell'*European Solar Radiation Atlas*.

L'algoritmo del modello stima l'irradianza/irradiazione globale (con componenti diretta, diffusa e riflessa), in assenza e in presenza di fenomeni meteorologici reali (quali ad esempio pioggia, nebbia, nuvole, etc..) calcolata su superfici orizzontali o inclinate.

L'irradiazione giornaliera totale [W_h/m^2] viene calcolata mediante l'integrazione dei valori dell'irradianza oraria durante l'arco della giornata. A tal fine, vengono estrapolati i dati storici dal database

Nella **Figura 8** in calce è visibile il bilancio di irraggiamento calcolato con il Software PV-Syst per il sito oggetto dell'Intervento sia relativamente all'installazione su inseguitori che su strutture fisse

Balances and main results								
	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray GWh	E_Grid GWh	PR ratio
January	74.0	29.66	9.41	92.6	81.8	2.680	2.644	0.795
February	100.5	36.25	10.72	124.7	112.6	3.651	3.375	0.754
March	136.4	53.67	11.78	168.7	153.3	4.914	4.848	0.801
April	183.1	63.08	14.63	224.0	205.5	6.500	5.835	0.726
May	211.0	68.04	17.75	261.8	240.7	7.551	7.102	0.756
June	230.1	70.34	22.16	284.9	262.7	8.189	7.836	0.766
July	247.7	57.98	26.93	312.3	287.7	8.909	8.782	0.784
August	199.7	59.43	26.20	248.2	228.0	7.097	6.996	0.785
September	165.6	54.02	23.00	207.1	189.4	5.965	5.883	0.792
October	115.2	47.18	18.89	140.4	127.4	4.078	4.023	0.798
November	72.9	33.81	14.04	89.9	79.4	2.582	2.546	0.789
December	69.4	28.57	10.42	87.1	76.2	2.503	2.470	0.790
Year	1805.5	602.03	17.20	2241.9	2044.8	64.619	62.339	0.775

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

Figura 8 - Bilancio di irraggiamento output PV-Syst

10.3 PERDITE DI SISTEMA

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura, le quali è necessario considerare ai fini della produzione complessiva. Tali perdite possono essere riassunte nelle seguenti categorie:

- ✚ **Perdite per riflessione:** sono generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce di conseguenza la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita risulta in percentuale variabile tra 1 e 3 %;
- ✚ **Perdite per ombreggiamento:** sono prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica;
- ✚ **Perdite per sporcamento:** sono dovute ai depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti dunque dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore ai 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito in esame, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1 %;

- ✚ **Riduzione di potenza:** è dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions" ovvero irraggiamento diretto pari a 1000 W/m², indice IAM pari a 1,5 e temperatura dei moduli pari a 25 °C). L'incremento della temperatura delle celle, che avviene durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo; nello specifico, la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura mentre non si registrano variazioni significative della corrente. Tali perdite variano tra il 4 e il 7 %;
- ✚ **Perdite di potenza dovute al "mismatching":** sono causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causato sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura e irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare tra il 2 e 3 %. Si evidenzia che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione, andando collegare i moduli in serie con caratteristiche similari, basandosi sul flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore;
- ✚ **Perdita di potenza lungo le tratte in CC:** sono causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite sono correlate alla lunghezza dei cavi e alla loro sezione. Conviene, in fase progettuale, limitare tali perdite tra il 2 e il 3 %, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- ✚ **Perdite per irraggiamento:** sono causate dalle ore di inattività dell'inverter originate da livelli di irraggiamento troppo bassi sul piano dei moduli; ciò avviene maggiormente durante le prime ore del mattino, la sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa quando l'energia irradiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano tra il 2 e il 5 % in funzione anche della latitudine del sito.

10.4 PRODUCIBILITÀ

La producibilità dell'impianto è stata ricavata mediante la simulazione con software PV-Syst

Nella **Figura 9** seguente è visibile il prospetto di sintesi della produzione prevista dall'impianto fotovoltaico, distinta per le due tipologie di installazione, calcolata mese per mese, per ogni kW di potenza installata derivante dalla simulazione eseguita dal software (Nell'Allegato alla presente relazione è visibile l'intero calcolo per entrambe le tipologie di installazione).

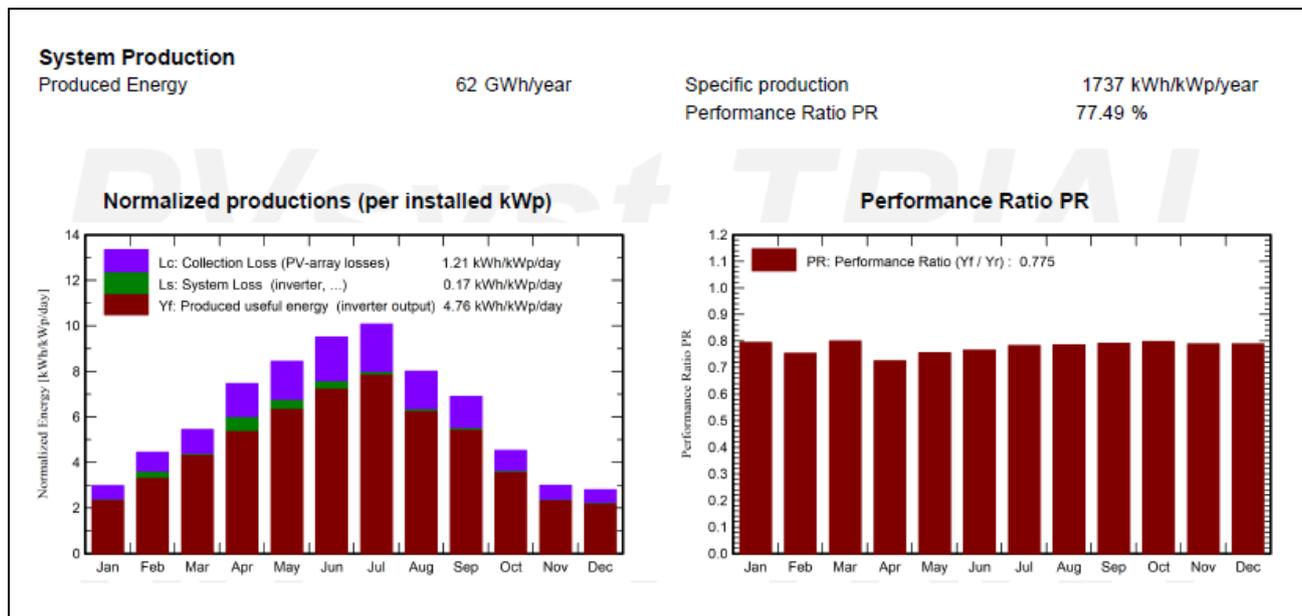


Figura 6 - Valori di producibilità output PV-Syst

Nella Tabella seguente è possibile prendere visione dei dati di Sintesi complessivi:

DATI DI SINTESI	
Producibilità Impianto:	1.737 kWh/kWP
PR (Performance Ratio):	77.49 %
Producibilità complessiva (10 anno):	62 GWh/anno

11 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto.

Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

- ✚ protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
- ✚ protezione relativa alle sovracorrenti;
- ✚ protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre è opportunamente garantito il sezionamento del circuito ove necessario.

11.1 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova).

A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

11.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI INDIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritta della stessa Norma CEI 64-8.

11.3 PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono

andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8.

11.4 PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTO

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna condotta ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni.

11.5 IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.

12 COMPATIBILITA' ELETTROMAGNETICA (EMC)

Ai fini della protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti, sono state effettuate le necessarie valutazioni dei livelli dell'induzione magnetica generati dall'impianto in oggetto.

Le suddette valutazioni, effettuate conformemente alle disposizioni della legge quadro del 22 febbraio 2001 n. 36 e del decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri del 8 luglio 2003, hanno condotto alla conclusione che le installazioni previste rispettano i limiti di legge con ampi margini di sicurezza e forniscono le necessarie garanzie sulla tutela della salute umana.

13 VERIFICHE TECNICO - FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico–funzionali, in particolare:

- ✚ prova di continuità elettrica e connessione dei moduli;
- ✚ efficacia messa a terra di masse e scaricatori;
- ✚ misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse;
- ✚ prove di corretto funzionamento dell’impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete).

DATA

18/03/2022