



Unione Europea



REGIONE
PUGLIA



Provincia di Taranto



Comune di Taranto



1

European Green New Deal

Progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agrovoltaico per la generazione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare fotovoltaica con potenza nominale di 10.003,5 kWp, in agro di Taranto, strada vicinale Nisi, foglio 278 sezione A, p.lle 518 e 520.

OGGETTO

RELAZIONE GENERALE DEL PROGETTO DEFINITIVO

ELAB. AMMINISTR.

PROPONENTE

ALTA CAPITAL 10 S.R.L. Via Ettore De Sonnaz n. 19 - 10121 Torino

COD. PRATICA

PROGETTISTI

ESPE S.R.L.
Via Dell'Artigianato n. 6
35010 Grantorto (PD)

COLLABORATORI / CONSULENTI

SVILUPPO PROGETTO:



ESPE
Professione Energia



Data	Codifica Documento	Descrizione	Revisione
02/2022	Adr001_Rel_tec_FV	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	00

INDICE

0. PREMESSA GENERALE.....	3
0.1 Localizzazione dell'area di progetto	4
1. CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO	6
1.1 Premessa.....	6
1.2 Requisiti di rispondenza a norme, leggi, regolamenti.....	6
1.3 Definizioni.....	6
1.4 Leggi e norme tecniche di riferimento	7
2. DIMENSIONAMENTO MECCANICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
3. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	9
3.1 Dati di progetto.....	9
3.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto.....	11
3.3 Caratteristiche modulo fotovoltaico	12
3.4 Caratteristiche inverter	14
3.5 Verifiche di progetto	17
3.5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c. (protezione inverter).....	17
3.5.2 Dimensionamento cavi	17
3.5.3 Protezioni sovraccarichi e cortocircuito lato c.c.	18
3.5.4 Protezione sovraccarichi e cortocircuito lato c.a.....	18
3.5.5 Cadute di Tensione.....	19
3.5.6 Rete di terra	19
3.6 Protezione contro i contatti diretti	19
3.7 Protezione contro i contatti indiretti	19
3.8 Schema di connessione alla rete MT.....	21
3.9 Sistema di videosorveglianza e impianto antintrusione.....	22
3.10 Impianto di illuminazione	22
3.11 Recinzione perimetrale.....	23
4. COLLAUDI, VERIFICHE E MANUTENZIONE.....	24
4.1 Generalità	24
4.2 Misure e prove	24
4.2.1 Prove di accettazione e messa in servizio	24
4.3 Materiale	25
4.4 Montaggio componenti.....	25
5. VALUTAZIONE ENERGETICA.....	26

0. PREMESSA GENERALE

Il proponente dell'iniziativa in oggetto, **ALTA CAPITAL 10 srl** con sede legale in Torino (TO) - 10121 - via Ettore De Sonnaz 19, codice fiscale, p.lva e n. iscrizione al Registro delle imprese di Torino 12393450015, fa parte di un fondo di investimento con esperienza internazionale pluriennale e con alle spalle diversi progetti d'investimento nel settore delle energie rinnovabili per oltre 6 GW.

Diversi sono i progetti sviluppati nel territorio italiano, in particolare nelle regioni Sicilia e Puglia.

I principali obiettivi perseguiti dal proponente nello sviluppo dei propri progetti di impianti di produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili sono di seguito sintetizzati:

- Risparmio CO2;
- Realizzazione di impianti di tipo agro-fotovoltaico;
- Protezione degli habitat e della biodiversità;
- Silvicultura;
- Catena di fornitura;
- Riciclo;
- Tutela del patrimonio storico-culturale;
- Creazione di posti di lavoro;
- Coinvolgimento nelle comunità;
- Ricerca e sviluppo.

Buona parte di questi obiettivi costituiscono i pilastri sui quali il proponente Alta Capital 10 Srl intende sviluppare un nuovo progetto **Agro-Fotovoltaico** da realizzarsi in area agricola nel Comune di Taranto in un'area di circa 20 ettari, censita catastalmente al Foglio di mappa 278, particelle 518 e 520.

Alta Capital 10 Srl intende infatti realizzare un progetto in cui combinare la produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica con attività di tipo agricolo e apistico.

In sintesi, si intende utilizzare la superficie del terreno di cui sopra sia per la produzione di energia solare sia per esercitare attività agricole sostenibili.

A tal fine il progetto agronomico proposto si prefigge i seguenti obiettivi:

→ creare un ambiente idoneo allo sviluppo di specie impollinatrici, attraverso l'impianto di piante da frutto mellifere, tipiche del paesaggio agrario dell'Arco ionico tarantino, e di specie arbustive autoctone dell'ambiente mediterraneo

→ creare un'attività agricola aggiuntiva attraverso la produzione di prodotti alimentari legati all'apicoltura, quali miele, cera e pappa reale

→ mitigare l'impatto ecologico e paesaggistico, provocato dalla realizzazione dell'impianto di produzione di energia, attraverso la creazione di elementi in grado di aumentare la biodiversità dei luoghi (corridoio verde, praterie, muretti a secco).

L'iniziativa prevede quindi l'integrazione di un impianto fotovoltaico ad inseguimento solare monoassiale (Est-Ovest) di potenza nominale complessiva, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici da cui è costituito l'impianto stesso, pari a 10.003,5 kWp, con attività di tipo agricolo e apistico. Per quanto riguarda l'impianto fotovoltaico si rimanda alla descrizione di dettaglio contenuta nei paragrafi successivi; per quanto riguarda invece l'attività agricola e apistica il progetto prevede (per dettagli si rimanda alla "Relazione agronomica"):

- l'impianto di un arboreto da frutto costituito da piante di arancio da realizzare nell'area di rispetto dell'impianto di produzione dell'energia (lati Ovest e Sud-Ovest),
- l'impianto, tra le file dei pannelli fotovoltaici, di specie arbustive mellifere (rosmarino, lavanda e timo),
- l'impianto lineare di specie arboree ed arbustive tipiche della macchia mediterranea (Corbezzolo - Mirto - Rosmarino - Lentisco) da allocare lungo la recinzione dell'impianto di produzione di energia e lungo il lato dell'aranceto confinante con la strada provinciale,
- l'inerbimento di tutta la superficie interessata dall'impianto fotovoltaico attraverso la semina di specie erbacee a vocazione mellifera, la costruzione di un muretto a secco di pietra calcarea da realizzare nella parte a sud est dell'appezzamento al fine di mitigare l'impatto visivo dall'area di rispetto della Masseria Troccoli,
- l'installazione di apiari per l'allevamento intensivo di circa 50 famiglie di Api.

0.1 Localizzazione dell'area di progetto

Il progetto agro-fotovoltaico proposto da Alta Capital 10 srl, costituito da un impianto agrario (in precedenza sintetizzato) integrato con un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica, sarà realizzato in un terreno sito nel Comune di Taranto e censito presso il Catasto terreni del medesimo Comune al Foglio di mappa 278 particelle numero 520, 518; la superficie catastale, in gran parte interessata dal progetto integrato, è di poco inferiore ai 20 ettari. Per accedere all'impianto sarà necessaria la realizzazione di una strada che attraversi le particelle 99 e 100 e che quindi permetta l'accesso al campo fotovoltaico dalla strada provinciale 107.

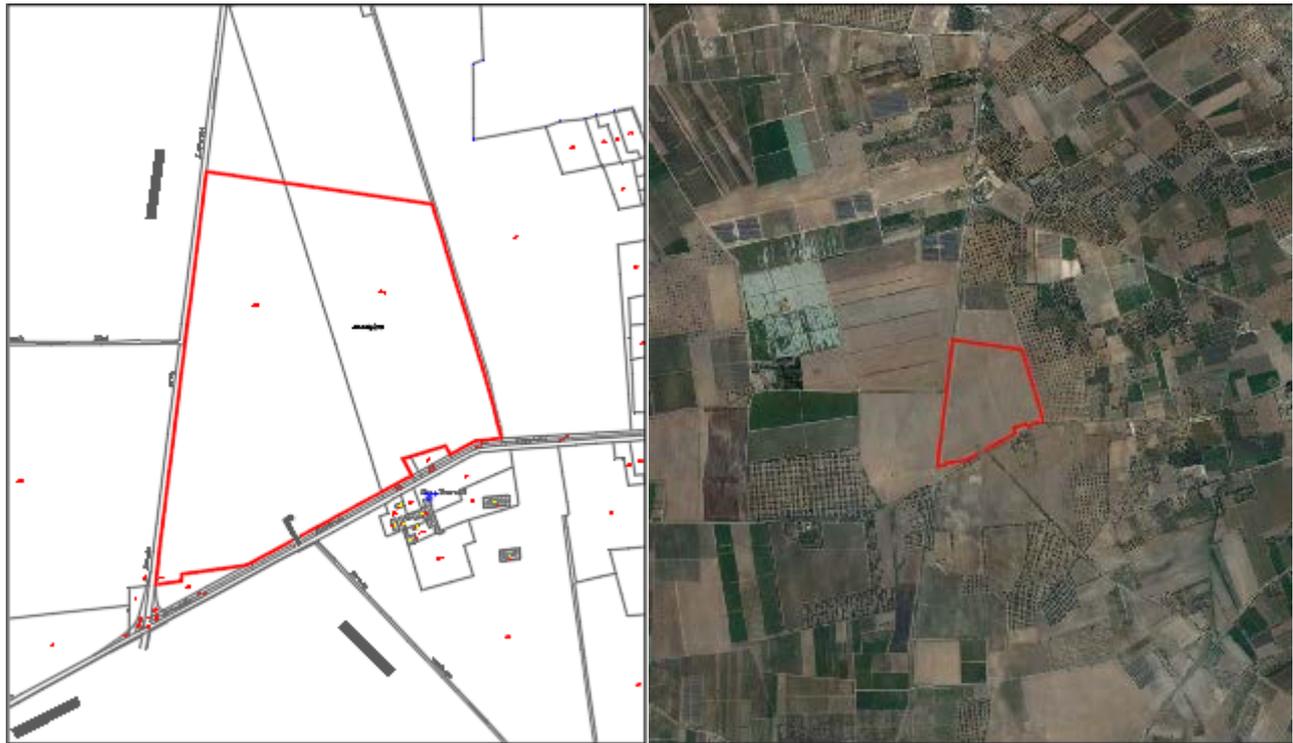


Figura 1 Localizzazione dell'area di progetto.

1. CONSISTENZA E TIPOLOGIA DELL'IMPIANTO

1.1 Premessa

Lo scopo della presente relazione è il dimensionamento di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico. L'impianto sarà composto principalmente da un insieme di moduli fotovoltaici collegati a più gruppi di conversione della corrente, da continua in alternata, ed altri componenti elettrici minori. L'impianto sarà connesso in parallelo con il sistema elettrico della rete MT di ENEL, avrà una potenza di picco pari a **10.003,5 kWp**, di immissione pari a **9.975 kW** e sarà ubicato in un terreno sito nel comune di **TARANTO (TA)**.

1.2 Requisiti di rispondenza a norme, leggi, regolamenti

L'impianto fotovoltaico sarà realizzato secondo le normative tecniche, a regola d'arte e come prescritto dalla Legge n°186 del 1° Marzo 1968.

Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal D.Lgs. 81/08 547/55 "Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro".

Le caratteristiche dell'impianto e dei suoi componenti dovranno corrispondere alle norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni delle Autorità locali, comprese quelle dei VVF, in base alla documentazione e alle specifiche di installazione fornite dal committente e dal tecnico che ha seguito la pratica VVF;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda distributrice dell'energia elettrica;
- alle prescrizioni ed indicazioni dell'azienda di telecomunicazioni;
- alle norme CEI/IEC.

1.3 Definizioni

- Impianto fotovoltaico: impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla in rete.
- Potenza di picco dell'impianto fotovoltaico: è la potenza elettrica dell'impianto, determinata dalla somma delle singole potenze di picco di ciascun modulo costituente l'impianto fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard. (STC)
- Condizioni di Prova Standard (STC): comprendono condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3)
 - Temperatura di cella: 25 °C ± 2 °C.
 - Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).
- Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico: è l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, incluso l'eventuale trasformatore, prima che essa sia resa disponibile alle utenze elettriche del soggetto responsabile o immessa in rete;
- Punto di connessione: è il punto sulla rete elettrica del distributore, di competenza del gestore di rete, nel quale l'impianto fotovoltaico viene collegato alla rete elettrica;

- Soggetto responsabile: è il soggetto responsabile dell'esercizio dell'impianto e che ha diritto a richiedere ed ottenere le tariffe incentivanti;
- Soggetto attuatore: è il Gestore dei servizi elettrici - GSE S.p.a.;
- Produzione annua media di un impianto: è la media aritmetica, espressa in kWh, dei valori dell'energia elettrica effettivamente prodotta, negli ultimi due anni solari, al netto di eventuali periodi di fermata dell'impianto eccedenti le ordinarie esigenze manutentive;
- Cella fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente;
- Modulo fotovoltaico: il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse tra loro.
- Stringa fotovoltaica: insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie;
- Generatore fotovoltaico: insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- Inverter: apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.
- Dispositivo di interfaccia: dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso controlla il collegamento elettrico dell'uscita del gruppo di conversione alla rete di utente non in isola e quindi alla rete del distributore. Questo dispositivo permette, in condizioni normali, all'impianto fotovoltaico di funzionare in parallelo con la rete del distributore e quindi all'energia elettrica generata di fluire in rete; comprende un organo di interruzione, sul quale agiscono le protezioni di interfaccia.

1.4 Leggi e norme tecniche di riferimento

Il sistema dovrà essere realizzato secondo la regola d'arte in accordo con la normativa vigente, in particolare:

- ✓ **Dlgs 81/08** e s.m.i. per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ **Legge 186/68**: Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici;
- ✓ **D.M. 37/08** del 22 Gennaio 2008 (aggiornamento L. 46/90 e succ. mod. per la sicurezza elettrica);
- ✓ **DM 14.01.2008**: "Norme Tecniche per le Costruzioni";
- ✓ **CEI 0-2**: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ **CEI 0-3**: Guida per la compilazione della documentazione per legge 46/90;
- ✓ **CEI 11-20**: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- ✓ **CEI 20-19**: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ **CEI 20-20**: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ **CEI 64-8 VI edizione**: Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua;
- ✓ **CEI 81-10**: Protezioni delle strutture contro i fulmini;
- ✓ **CEI 81-3**: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- ✓ **CEI 82-25**: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- ✓ **CEI 64-8, parte 7, sezione 712**: Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione;
- ✓ **CEI EN 60099-1-2**: Scaricatori;
- ✓ **CEI EN 60439-1-2-3**: Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa tensione;
- ✓ **CEI EN 60445**: Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati a regole generali per un sistema alfanumerico;

- √ **CEI EN 60529:** Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- √ **CEI EN 61215** o norme **JRC/ESTI215:** Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione tipo;
- √ Conformità al Marchio **CE** per i moduli fotovoltaici ed il gruppo di conversione (direttiva 93/68/EWG - MARCHIO CE);
- √ Norme **CEI EN 61724:** per la misura ed acquisizione dati;
- √ Norme **CEI EN 60904-1** (CEI 82-1): Dispositivi fotovoltaici parte 1: misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- √ Norme **CEI EN 60904-2** (CEI 82-2): Dispositivi fotovoltaici parte 2: prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- √ Norme **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;
- √ Norme **CEI EN 61724** (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- √ Norme **CEI EN 61727** (CEI 82-9): Sistemi fotovoltaici - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- √ Norme **CEI EN 50380** (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- √ **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 emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $\leq 16A$ 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 60099-1** (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;
- √ **CEI 13-4:** Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;
- √ **CEI EN 62053-21** (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) -Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);
- √ **EN 50470-1** ed **EN 50470-3** in corso di recepimento nazionale presso CEI;
- √ **CEI EN 62053-23** (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);
- √ **CEI 0-21** Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- √ **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;
- √ **DELIBERA N. 34/05:** Modalità e condizioni economiche per il ritiro dell'energia elettrica;
- √ **DELIBERA N. 280/07:** Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'Art. 13, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/07, e del comma 41 della Legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- √ **DELIBERA 281/05:** Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 KV i cui gestori hanno l'obbligo di connessione di terzi;
- √ **DELIBERA 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;
- √ Norme UNI/ISO per le strutture meccaniche di supporto e di ancoraggio dei moduli fotovoltaici;
- √ Norme **UNI 10349** e la collegata UNI 8477 per il dimensionamento del generatore fotovoltaico;
- √ **L. 296/2006** per gli aspetti fiscali;

2. DIMENSIONAMENTO MECCANICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Per struttura di sostegno di un generatore fotovoltaico s'intende un sistema costituito dall'assemblaggio di profili, generalmente metallici, in grado di sostenere e ancorare al suolo o a una struttura edile un insieme di moduli fotovoltaici, nonché di ottimizzare l'esposizione di quest'ultimi nei confronti della radiazione solare.

Nel caso specifico, il generatore fotovoltaico sarà posizionato su degli inseguitori monoassiali che consentono il posizionamento di due moduli FV in modalità Portrait. Per le verifiche effettuate secondo la normativa vigente, si rimanda alla relazione tecnica del costruttore.

3. DIMENSIONAMENTO ELETTRICO DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

3.1 Dati di progetto

Regione	:	PUGLIA
Provincia	:	TARANTO
Comune	:	TARANTO
Latitudine	:	40°25'08.74"N
Longitudine	:	17°22'03.79"E
Altitudine media	:	29 m s.l.m.
Orientamento della superficie di installazione	:	EST-OVEST
Esposizione angolo di Azimut	:	0°
Inclinazione media della superficie di installazione rispetto all'orizzontale	:	0°

Riportando la geometria dell'impianto FV in oggetto all'interno del software di simulazione PVsyst e considerando i dati di irraggiamento del database SolarGIS riferiti al sito di installazione, si ottiene che la producibilità annua stimata sarà pari a **18.324 MWh/anno**.

Di seguito viene riportato il report riassuntivo risultato della simulazione eseguita:



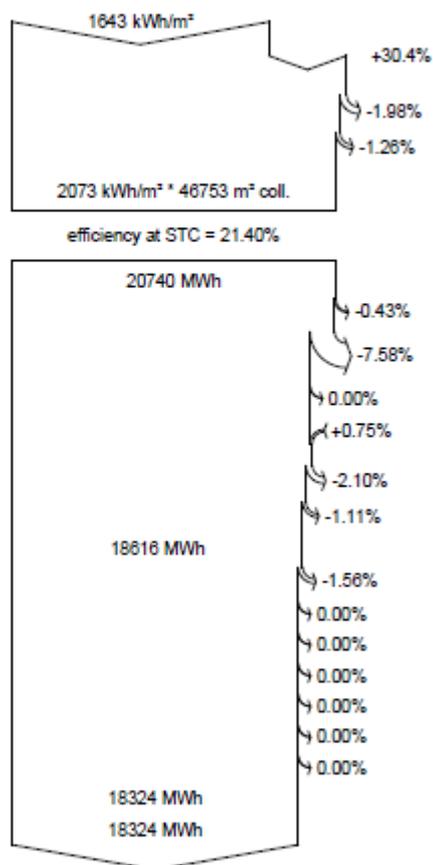
PVsyst V7.2.8
 VCO, Simulation date:
 10/11/21 17:50
 with v7.2.8

Project: Faggiano

Variant: Faggiano_01

ESPE (Italy)

Loss diagram



- Global horizontal irradiation
- Global incident in coll. plane
- Near Shadings: irradiance loss
- IAM factor on global
- Effective irradiation on collectors
- PV conversion
- Array nominal energy (at STC effic.)
- PV loss due to irradiance level
- PV loss due to temperature
- Shadings: Electrical Loss acc. to strings
- Module quality loss
- Mismatch loss, modules and strings
- Ohmic wiring loss
- Array virtual energy at MPP
- Inverter Loss during operation (efficiency)
- Inverter Loss over nominal inv. power
- Inverter Loss due to max. input current
- Inverter Loss over nominal inv. voltage
- Inverter Loss due to power threshold
- Inverter Loss due to voltage threshold
- Night consumption
- Available Energy at Inverter Output
- Energy injected into grid

3.2 Caratteristiche tecniche dell'impianto

Il generatore fotovoltaico presenterà una potenza di picco pari a **10.003,5 kWp**, intesa come somma delle potenze di targa o di picco di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC).

L'impianto lato c.c. è gestito secondo il sistema IT.

Il generatore fotovoltaico sarà composto da **17.100** moduli fotovoltaici tipo **JINKO JKM585M-7RL4-V** aventi potenza di picco di **585 Wp**.

<u>POTENZA DI PICCO DELL'IMPIANTO</u>	10.003,5 kWp
<u>N. DI MODULI FV COMPLESSIVO</u>	17.100
<u>N. DI INVERTER</u>	50
<u>N° TOTALE DI STRINGHE</u>	684
<u>N° DI STRINGHE PER OGNI INVERTER</u>	12/13/14
<u>N° DI MODULI FV PER STRINGA</u>	25
<u>POTENZA DI PICCO DEL MODULO FV</u>	585 Wp
<u>SUPERFICIE DEL MODULO FV</u>	2,73 mq
<u>SUPERFICIE TOTALE DEI MODULI FV</u>	46.753 mq
<u>TENSIONE MASSIMA DI STRINGA</u>	1110,5 Vmp
<u>TENSIONE MASSIMA DI CIRCUITO APERTO</u>	1341,25 Voc
<u>POTENZA MASSIMA DI STRINGA</u>	14.625 Wp
<u>POTENZA MASSIMA DI INGRESSO INVERTER</u>	204,75 kWp

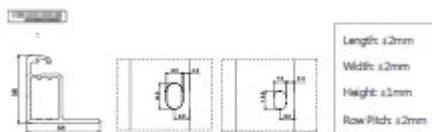
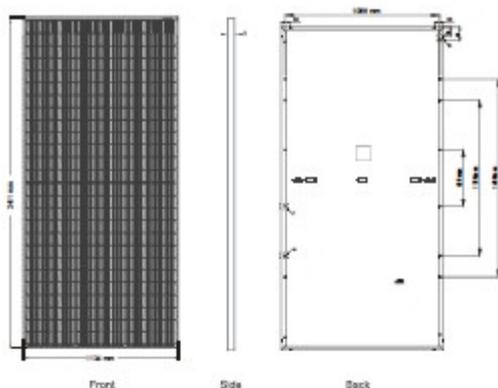
3.3 Caratteristiche modulo fotovoltaico

- **MODULI FOTOVOLTAICI**

COSTRUTTORE	:	JINKO
TIPO	:	JKM585M-7RL4-V
CELLE FOTOVOLTAICHE	:	SILICIO MONOCRISTALLINO
POTENZA DI PICCO P_n	:	585 Wp (*)
TENSIONE ALLA MASSIMA POTENZA V_{mp}	:	44,42 V
CORRENTE ALLA MASSIMA POTENZA I_{mp}	:	13,17 A
TENSIONE MASSIMA DI CIRCUITO APERTO V_{oc}	:	53,65 V
CORRENTE MASSIMA DI CORTO CIRCUITO I_{sc}	:	13,85 A
PESO	:	31,1 kg
DIMENSIONI	:	2.411 x 1.134 x 35 mm

(*) Caratteristiche a STC (AM 1.5, Irraggiamento sul piano dei moduli = 1000 W/m², temperatura di cella fotovoltaica = 25°C)

Engineering Drawings

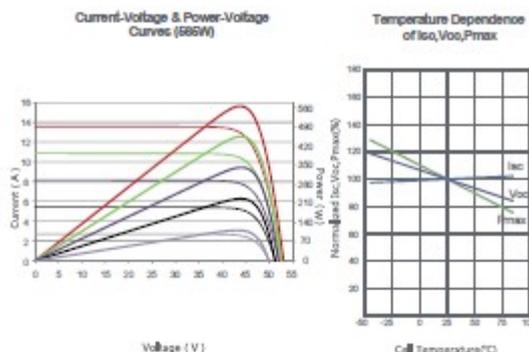


Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

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

Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

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

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	435Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.97V	40.93V	44.09V	41.04V	44.20V	41.15V	44.31V	41.26V	44.42V	41.36V
Maximum Power Current (Imp)	12.85A	10.27A	12.93A	10.33A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A
Open-circuit Voltage (Voc)	53.20V	50.21V	53.32V	50.33V	53.43V	50.43V	53.54V	50.54V	53.65V	50.64V
Short-circuit Current (Isc)	13.53A	10.93A	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

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

3.4 Caratteristiche inverter

- **INVERTER TIPO 1**

	COSTRUTTORE	:	HUAWEI
	TIPO	:	SUN2000-185KTL-H1
POTENZA MAX IN USCITA	Pca	:	175.000 W
CORRENTE MAX D'INGRESSO PER MPPT	Imax	:	26 A
RANGE DI TENSIONE IN INGRESSO	Vin	:	500 - 1500 V
TENSIONE D'USCITA NOMINALE	Ca	:	800 V
FATTORE DI POTENZA	cosφ	:	0,8 LG - 0,8 LD
RENDIMENTO MASSIMO		:	99,03 %
RENDIMENTO EUROPEO		:	98,69 %
QUANTITA'		:	1

- **INVERTER TIPO 2**

	COSTRUTTORE	:	HUAWEI
	TIPO	:	SUN2000-215KTL-H0
POTENZA MAX IN USCITA	Pca	:	200.000 W
CORRENTE MAX D'INGRESSO PER MPPT	Imax	:	30 A
RANGE DI TENSIONE IN INGRESSO	Vin	:	500 - 1500 V
TENSIONE D'USCITA NOMINALE	Ca	:	800 V
FATTORE DI POTENZA	cosφ	:	0,8 LG - 0,8 LD
RENDIMENTO MASSIMO		:	99,0 %
RENDIMENTO EUROPEO		:	98,6 %
QUANTITA'		:	49

INVERTER TIPO 1

Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V – 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	185,000 W @25°C, 175,000 W @40°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cos ϕ =1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	134.9A @25°C, 126.3 A @40°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, Bluetooth/WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C – 60°C (-13°F – 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 – 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless
Standard Compliance (more available upon request)	
Certificate	EN 62109-1/-2, IEC 62109-1/-2, IEC 62920, EN 50530, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683
Grid Code	IEC 61727, IEC 62910, P.O. 12.3, RD 1699, RD 661, RD 413, RD 1565, RD 1663, UNE 206007-1, UNE 206006

INVERTER TIPO 2

SUN2000-215KTL-H0

Technical Specifications

Efficiency	
Max. Efficiency	99.00%
European Efficiency	98.60%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	30 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	50 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	200,000 W
Max. AC Apparent Power	215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	215,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	144.4 A
Max. Output Current	155.2 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%
Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes
General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	≤86 kg (189.6 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

3.5 Verifiche di progetto

3.5.1 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c. (protezione inverter)

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

$$V_{m \min} \geq V_{in \ v \ MP \ P \ T \ min}$$

$$V_{m \ max} \leq V_{in \ v \ MP \ P \ T \ max}$$

$$V_{oc \ max} < V_{in \ v \ max}$$

dove

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{in \ v \ MP \ P \ T \ min}$ = tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{in \ v \ MP \ P \ T \ max}$ = tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

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

$V_{in \ v \ max}$ = tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

Considerando un coefficiente di temperatura di tensione a circuito aperto pari a **- 150,22 mV/°C** ed i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e +70°C, V_m e V_{oc} assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C). In tutti i casi, le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe dei moduli fotovoltaici (n.25 moduli fv in serie per stringa) e il tipo di inverter adottato (range di tensioni in ingresso al MPPT).

3.5.2 Dimensionamento cavi

Le condutture elettriche dell'impianto devono essere in grado di sopportare le severe condizioni ambientali a cui saranno sottoposte (elevata temperatura, radiazione solare, pioggia, ecc..) in modo da garantire le prestazioni richieste per la durata di vita dell'impianto stesso.

La connessione elettrica fra i moduli fotovoltaici avviene tramite cavi solari collegati all'interno di cassette di terminazione dei moduli, oppure con connettori rapidi stagni collegati con altri già assemblati in fabbrica sulle cassette di terminazione dei moduli. Inoltre, i cavi di energia sono dimensionati in modo da limitare le cadute di tensione (indicativamente entro il 2%), ma la loro sezione sarà determinata anche in modo da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio.

La corrente massima ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore viene calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella tabella 52D della Norma CEI 64-8/5.

3.5.3 Protezioni sovraccarichi e cortocircuito lato c.c.

Per i sovraccarichi dei cavi si possono applicare le direttive della Norma CEI 64-8 la quale afferma che la **protezione per i sovraccarichi e cortocircuito** può essere omessa nei seguenti casi:

- sui cavi delle stringhe e dei pannelli quando la portata sia maggiore o uguale a 1,25 volte la corrente di cortocircuito ($I_{SC (STC)}$) in qualsiasi punto;
- sul cavo principale quando la portata sia maggiore o uguale a 1,25 volte la corrente di cortocircuito ($I_{SC (STC)}$) del generatore.

Nell'impianto fv in oggetto verranno utilizzati inverter di stringa aventi ciascuno n.9 MPPT indipendenti, questo comporterà il collegamento di al massimo n.2 stringhe per ogni singolo stadio, non è quindi necessario prevedere un fusibile per ogni circuito lato cc¹.

3.5.4 Protezione sovraccarichi e cortocircuito lato c.a.

La protezione contro le **sovracorrenti** in ogni punto del circuito è affidata alle apparecchiature automatiche magnetotermiche installate nel quadro elettrico di parallelo, scelte in funzione della seguente relazione come da Norma CEI 64-8:

$$I^2 t \leq K^2 s^2$$

Dove:

$I^2 t$ = energia specifica lasciata passare dall'interruttore di protezione

$K^2 s^2$ = energia specifica sopportata dal conduttore, dove K = 115 per conduttori con isolamento in PVC, 135 per conduttori con isolamento in gomma e 143 per conduttori con isolamento in butile; s è la sezione dei conduttori.

La protezione contro il **corto circuito** è assicurata dai dispositivi limitatori contenuti all'interno a ciascun inverter.

Gli interruttori magnetotermici posti nel quadro elettrico di parallelo, oltre ad agire da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno all'inverter, permettono la protezione delle relative condutture contro il corto circuito. Le stesse saranno infatti appositamente dimensionate per avere una curva dell'energia passante più ampia rispetto a quella di intervento degli interruttori magnetotermici.

¹ In un impianto fotovoltaico con n stringhe in parallelo collegate al medesimo inverter, la massima corrente di stringa è: $1,25*(n-1)*I_{sc}$. Se $1,25*(n-1)*I_{sc} \leq 2,5*I_{sc}$ non è necessario il fusibile di stringa per proteggere il modulo dalla corrente inversa.

3.5.5 Cadute di Tensione

Facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame, si ottengono sui circuiti di potenza cadute di tensione che anche nei casi più sfavorevoli si mantengono entro il valore del 2% totale per la sezione c.c. più quello relativo alla sezione c.a. A questi valori vanno aggiunte le cadute di tensione nelle connessioni e nel quadro c.a., comunque stimabili intorno al 0,5%.

3.5.6 Rete di terra

L'impianto di terra sarà dimensionato in modo da rendere le tensioni di passo e contatto, all'interno e nelle vicinanze delle aree su cui insistono gli impianti, inferiori ai valori prescritti dalle Norme. Inoltre, l'impianto di terra garantirà la protezione di impianti ed apparecchiature contro l'elettricità statica; oltre ai requisiti indicati, sarà garantita la funzionalità delle messe a terra di funzionamento, legate ad apparecchiature o ad interventi di manutenzione che si dovessero venire a creare. Insieme all'impianto di terra sarà dimensionato, se necessario, l'impianto di protezione contro le scariche atmosferiche secondo quanto indicato dal CT81 del CEI. L'impianto di terra e contro le scariche atmosferiche sarà dimensionato per resistere anche alle sollecitazioni meccaniche ed alla corrosione; particolare cura sarà posta nella realizzazione delle connessioni e delle saldature tra le varie parti, al fine di garantire l'adeguata continuità metallica dell'intero impianto.

3.6 Protezione contro i contatti diretti

Nella Norma CEI 82-25 viene specificato che la protezione contro i contatti diretti deve essere realizzata utilizzando componenti con livello e classe di isolamento adeguati alla specifica applicazione secondo quanto prescritto dalla Norma CEI 64-8. Anche l'installazione dei componenti e i relativi cablaggi devono essere effettuati in ottemperanza alle prescrizioni di detta norma. Le misure di protezione contro i contatti diretti, in bassa tensione, possono essere tali da evitare qualsiasi rischio elettrico (protezione totale) oppure no (protezione parziale). Le prime vengono realizzate per proteggere persone prive di conoscenze dei fenomeni e dei rischi elettrici: cioè quelle che nella Norma CEI 11-27 vengono definite Persone Comuni (PEC) e che non eseguono lavori elettrici se non a determinate condizioni; le altre protezioni vengono attuate per le Persone Esperte (PES) o Persone Avvertite (PAV) anch'esse definite nella norma succitata, le quali sono in possesso di adeguate conoscenze dei fenomeni elettrici e vengono addestrate per eseguire i lavori elettrici.

3.7 Protezione contro i contatti indiretti

La Norma CEI 82-25 prescrive che le masse di tutte le apparecchiature debbano essere collegate a terra mediante il conduttore di protezione. Sul lato c.a. in bassa tensione, l'impianto sarà protetto mediante un dispositivo di controllo dell'isolamento in quanto la distribuzione BT sarà gestita secondo il sistema IT.

Si precisa che, nel caso di generatori fotovoltaici costituenti sistemi elettrici in bassa tensione con moduli dotati solo di isolamento principale, è necessario mettere a terra le cornici metalliche dei moduli fotovoltaici, le quali in questo caso sono da considerarsi masse. Tuttavia, è da notare come tale misura sia in grado di proteggere dal contatto indiretto solo contro tali parti metalliche, ma non dà nessuna garanzia contro il contatto diretto sul retro del modulo: un punto ove è possibile avere un cedimento dell'isolamento principale. Una strada diversa e risolutiva ai fini della sicurezza contro il contatto indiretto può essere quella di introdurre involucri o barriere che impediscano contatti diretti con le parti munite solo di isolamento principale. L'installatore, nel lato c.c., installerà solamente componenti di Classe II; in tale caso le norme prevedono che le cornici, se metalliche, non vengano messe a terra. Si deve però ricordare che tale prescrizione della Norma CEI 64-8 è destinata agli impianti utilizzatori, dove la rete equivale ad un generatore ideale di tensione. Un generatore fotovoltaico corrisponde, invece, ad un generatore ideale di corrente (corrente di corto circuito paragonabile a quella ordinaria). La tensione assunta dalle masse interconnesse in caso di doppio guasto a terra è spesso trascurabile. Ad esempio, se la resistenza del conduttore che collega tra loro le due masse con il guasto a terra è minore di 1Ω e la corrente di guasto non supera 120 A la persona è soggetta ad una tensione di 120 V. Nel caso di grandi impianti non rimane che ridurre entro limiti accettabili la probabilità che si verifichi un secondo guasto a terra, eliminando prontamente il primo guasto a terra segnalato dal dispositivo di controllo dell'isolamento interno all'inverter. Se non vengono collegate a terra le masse tale dispositivo non funziona correttamente. In conclusione, nei sistemi fotovoltaici isolati da terra, il collegamento a terra delle masse poste a monte del trasformatore e la ricerca ed eliminazione del primo guasto a terra servono sia per la sicurezza delle persone, sia per il funzionamento del dispositivo di controllo dell'isolamento, tanto più quanto più esteso è l'impianto. Se i moduli e gli altri componenti dell'impianto fotovoltaico a monte del trasformatore sono in classe II, in teoria un guasto all'isolamento doppio non è ipotizzabile e non occorre il collegamento a terra. Tale scelta però inficerebbe la funzionalità del controllo d'isolamento integrato nell'inverter quindi viene effettuato il collegamento a terra di cornici e/o strutture di supporto per i moduli di classe II. Il che contrasta con la proibizione normativa di collegare a terra le cornici e/o le strutture di supporto dei moduli di classe II, ma si tratta di una ragionevole eccezione alla regola generale giustificata da motivi funzionali. Infatti, la norma 82-27 ammette che il modulo di classe II abbia un morsetto per la messa a terra funzionale.

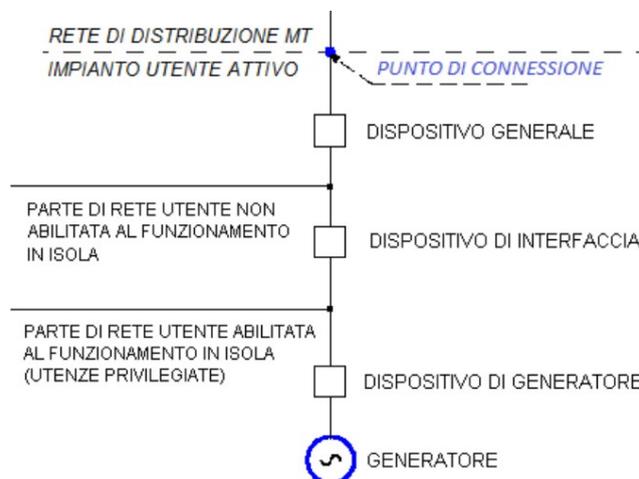
L'equipotenzialità delle cornici dei moduli con la struttura di sostegno dei medesimi viene ottenuta mediante il normale fissaggio meccanico dei moduli sulla struttura. Infine, in merito alle protezioni contro i contatti indiretti nelle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici non è possibile dare indicazioni precise sul collegamento a terra delle stesse, ma il progettista deve valutare se la struttura o la palificazione costituisce una massa. Il collegamento a terra va effettuato, in caso contrario potrebbe essere necessario effettuare una misura per valutare la resistenza a terra del manufatto:

- Nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari un valore inferiore a 1000Ω , il manufatto dovrà essere collegato al collegamento equipotenziale, a sua volta collegato a terra tramite il collettore principale di terra;

- Nel caso in cui questa resistenza avesse, in ambienti ordinari un valore uguale o superiore a 1000 Ω , il manufatto non dovrà essere collegato a terra.

3.8 Schema di connessione alla rete MT

L'impianto FV sarà connesso alla rete MT di ENEL secondo il seguente schema come da CEI 0-16:



I principali dispositivi previsti dalla norma CEI 0-16 per la connessione degli utenti attivi alla rete MT sono:

- Dispositivo generale: interruttore in grado di escludere l'intero impianto di utenza dalla rete, ad esso sarà associato un relè di protezione generale con relativi sensori di misura;
- Dispositivo di interfaccia (DDI): interruttore motorizzato o teleruttore in grado di assicurare la separazione di una porzione di rete del produttore comprendente eventuali linee, uno o più generatori. Il DDI è comandato da un relè di protezione per il monitoraggio dei parametri elettrici di rete. Nel caso specifico sarà presente un DDI costituito da un interruttore motorizzato e relativo relè per ogni skid di trasformazione (n.2 in totale). È previsto anche un dispositivo di ricalzo in caso di mancata apertura del DDI coincidente con l'interruttore MT a protezione del singolo trasformatore MT/BT presente su ogni cabina.
- I vari relè di interfaccia saranno interconnessi tra loro in logica OR ed eventualmente anche con le protezioni presenti nella rete MT.
- Dispositivo di generatore (DDG): interruttore magnetotermico in grado di escludere ciascun gruppo di generazione, nel caso specifico sarà installato sul quadro di parallelo BT installato all'interno di ciascun dei n.2 skid di trasformazione MT/BT presenti nell'impianto FV.

3.9 Sistema di videosorveglianza e impianto antintrusione

A servizio dell'impianto FV ci saranno un sistema di videosorveglianza a circuito chiuso (TVCC) e un sistema Blackfeet che permette di rilevare il taglio, lo sfondamento e lo scavalco della recinzione.

I sistemi di videosorveglianza e di Blackfeet sono costituiti principalmente da:

- Una rete di telecamere (tipo Bullet 2 MP con ottica fissa da 4mm, con SMART IR), distribuite ogni 40 metri circa e installate su pali ad un'altezza di 3 metri, atte al monitoraggio continuo di tutto il perimetro dell'impianto;
- Sala di controllo per una gestione centralizzata di tutti i punti telecamera presenti;
- Cavo magnetofonico CIAS completo di accessori per interfaccia IP;
- Cavo fibra ottica per trasmissione dati;
- Box da campo;
- UPS.

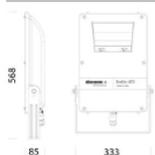
3.10 Impianto di illuminazione

L'impianto di illuminazione verrà installato lungo tutto il perimetro e verranno installati due fari LED ogni 160 metri circa (distanza quadrupla rispetto alle telecamere). Ci saranno quindi due fari LED installati sullo stesso palo delle telecamere ma ad un'altezza di 4 metri, un metro sopra le telecamere. Inoltre, verrà installato un faro davanti ciascun SKID di trasformazione MT/BT. I pali saranno posati entro plinti dotati di pozzetti di ispezione.

Si riporta di seguito un esempio di scheda tecnica dei fari LED.



Codice Articolo	DIS41492200
Descrizione	RODIO 1898 LED 129W CLD GRAF
Gruppo	Apparecchi di illuminazione
Classe	Faretto / Proiettore
Fornitore	DISANO
Unità di Misura	PZ



CARATTERISTICHE TECNICHE	
Adatto per montaggio a sospensione	no
Adatto per montaggio a soffitto	no
Adatto al montaggio su traversa	si
Adatto al montaggio su pedane/movimenti	si
Adatto al montaggio su barre conduttrici	no
Adatto per montaggio con morsetto	no
Regolabile	Orientabile
Con rilevatore di movimento	no
Con sensore di luminosità	no
Lampada	LED non sostituibile
Con lampada	si
Materiale (del corpo)	Alluminio
Colore del corpo	Grigio
Materiale del diffusore	Vetro trasparente
Tensione nominale	220...240 V
Corrente nominale LED a corrente costante	1750...1750 mA
Alimentazione	Trasformatore elettronico standard
Alimentatore incluso	si
Riflettore	Brillantato
Distribuzione luminosa	Asimmetrica
Grado di protezione (IP)	IP66
Resistenza agli urti	IK08
Classe di protezione	II
Adatto per lampade di potenza	130...130 W
Tonalità di luce	Bianco
Temperatura di colore	4000...4000 K
Indice di resa cromatica	80-89
Flusso luminoso calcolato secondo la norma IEC 62722-2-1	18030 lm
Efficienza luminosa	148.38 lm/W
Fattore di potenza	0,9
Larghezza	85 mm
Altezza / Profondità	568 mm
Lunghezza	333 mm
D (per montaggio in impianti industriali con pericolo di incendio per polvere o fibre EN 60598-2-24)	no

3.11 Recinzione perimetrale

La recinzione perimetrale sarà realizzata in acciaio zincato a caldo e avrà una maglia romboidale 50x50mm.

I pali di infissione saranno in acciaio zincato a caldo e verranno infissi nel terreno per una profondità di circa 1 m.

Si riporta di seguito un esempio della recinzione perimetrale.



4. COLLAUDI, VERIFICHE E MANUTENZIONE

4.1 Generalità

Un impianto fotovoltaico va sottoposto a collaudo, prima della messa in servizio, per accertare se è conforme al progetto e alla regola d'arte. L'impianto deve inoltre essere sottoposto a verifiche periodiche. Prime misure da effettuare saranno l'irraggiamento e la temperatura al momento della prova in modo tale da mettere in relazione le caratteristiche nominali da quelle misurate. L'irraggiamento verrà misurato sul piano dei moduli con un piranometro che garantisce una precisione migliore del 3%. La temperatura verrà invece misurata mediante un termometro a termoresistenza sul retro dei moduli.

4.2 Misure e prove

Gli apparecchi per le misure sul lato c.c. sono adatti per la corrente continua, gli strumenti per le misure in c.a. sono sensibili al vero valore efficace della grandezza misurata. Le misure sono effettuate con condizioni meteorologiche stabili e vengono evitate le ore più calde della giornata.

4.2.1 Prove di accettazione e messa in servizio

- 1) verrà verificata la corrispondenza dell'impianto realizzato alla documentazione finale di progetto;
- 2) verrà verificato che la potenza nominale dell'impianto risulta pari alla somma delle potenze nominali dei moduli costituenti il campo fotovoltaico;
- 3) verranno inoltre verificate:
 - continuità elettrica e connessioni tra moduli (continuità elettrica tra i vari punti dei circuiti di stringa e fra l'eventuale parallelo delle stringhe e l'ingresso del gruppo di condizionamento e controllo della potenza);
 - messa a terra di masse e scaricatori (continuità elettrica dell'impianto di terra, a partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate);
 - isolamento dei circuiti elettrici dalle masse (resistenza di isolamento dell'impianto adeguata ai valori prescritti dalla norma CEI 64-8/6);
 - corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione e controllo della potenza (accensione, spegnimento, mancanza rete del distributore, ecc.).
- 4) misura delle potenze e verifica delle seguenti condizioni

$$P_{CC} > 0,85 P_{nom} \left(\frac{I}{I_{stc}} \right)$$

dove:

- P_{CC} = potenza (kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, precisione migliore del 2 %;
- P_{nom} = potenza nominale del generatore fotovoltaico (in kWp);
- I = irraggiamento misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del $\pm 3\%$;

(tale condizione deve essere verificata per $I > 600 \text{ W/m}^2$)

- $I_{\text{STC}} = 1000 \text{ W/m}^2$, è l'irraggiamento in condizioni di prova standard (STC);

verifica della condizione

$$P_{ca} > 0,9 P_{cc}$$

dove:

- P_{ca} = potenza attiva (kW) misurata all'uscita del gruppo di condizionamento e controllo della potenza con precisione migliore del 2 %.
- P_{cc} = potenza (kW) misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, precisione migliore del 2 %.

4.3 Materiale

Il materiale elettrico installato nell'impianto sarà conforme ai criteri di sicurezza contenuti nel testo di legge "Direttiva del Consiglio 73/23/CEE" e recherà le marcature corrispondenti, tra cui la marcatura CE di conformità.

I quadri elettrici dell'impianto saranno sottoposti a prove e collaudi in officina previsti dai piani di qualità dei Costruttori. La certificazione dei collaudi sarà consegnata prima dell'installazione alla Direzione Lavori o al Committente o suo delegato.

4.4 Montaggio componenti

I montaggi delle opere meccaniche ed elettriche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte" ovvero secondo le Norme CEI, ai sensi della Legge 1 marzo 1968.

I montaggi meccanici in campo consistono principalmente in:

- Posa in opera delle strutture di sostegno dei moduli
- Montaggio dei moduli sulle strutture.

I montaggi elettrici in campo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera quadro di parallelo;
- Posa in opera quadro di interfaccia alla rete;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e quadro di parallelo;
- Posa dei cavi di collegamento tra quadro di parallelo e quadro di interfaccia alla rete, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;

- Posa dei cavi di collegamento tra il quadro di interfaccia alla rete e il circuito elettrico dell'utente, nei rispettivi tubi/canaline portacavi;
- Posa in opera dei collegamenti alla rete di terra.

5. VALUTAZIONE ENERGETICA

La valutazione energetica, relativa all'installazione dell'impianto fotovoltaico, eseguita sulla base dei dati climatici e dell'efficienza dei vari componenti, conduce alla stima di una produzione di energia elettrica pari a **circa 18.324 MWh/anno**.

26

Grantorto, 04.02.2022

Ufficio Tecnico

Zanchin Per. Ind. Maurizio