

Proponente:

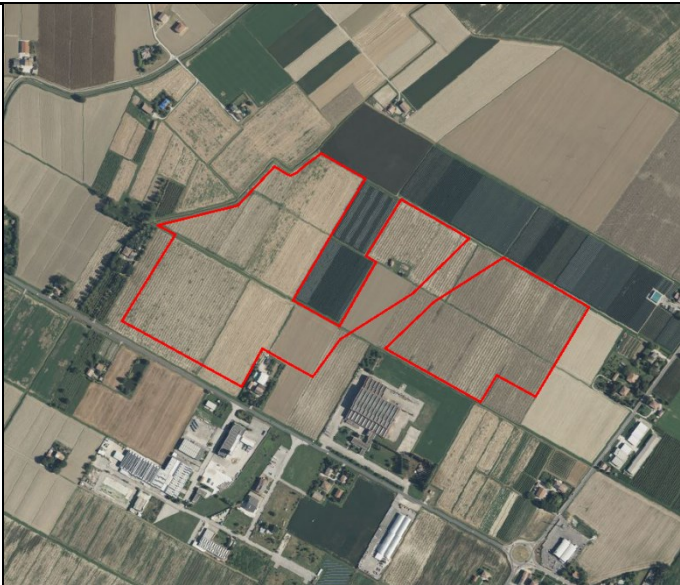


AIEM GREEN S.r.l.
Viale C. Alleati d'Europa, 9/G
45100 Rovigo (RO)
Telefono: 0425/471 055
e-mail: info@aiemgreen.it
Web: www.aiemgreen.it

o
r
_
em
i
r
o
_
G
i
u
n
t
a
-
P
r
o
t
.
2
3
/1
2
/2
0
2
4
.1
3
9
0
0
5
0
.E
C
o
p
i
a
c
o
n
f
o
r
m
e
d
e
l
l'
o
r
i
g
i
n
a
l
e
s
o
t
t
o
s
c
r
i
t
t
o
d
i
g
i
t
a
l
m
e
n
t
e
d
a
L
U
B
I
A
N
E
L
I
A
C
O
R
R
A
D
O
_
g
a
r
a
v
e
l
l
o
r
i
c
c
a
r
d
o

REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO
PRESSO IL COMUNE DI "TERRE DEL RENO"

Terre del Reno (FE), Emilia-Romagna, Italia



PROGETTO DEFINITIVO

TITOLO ELABORATO						RIF: 24378
IMPIANTO FOTOVOLTAICO Relazione Tecnica Descrittiva						NOME FILE: REL02
REV.	DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	SCALA: /
00	27/11/2024	Prima emissione	Seingim Global Service S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	
01	18/12/2024	Prima revisione	Seingim Global Service S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	Aiem Green S.r.l.	



SEINGIM GLOBAL SERVICE S.r.l.
Sede Legale: Vicolo degli Olmi, 57
30022 Ceggia (VE)
P. IVA 03133300271
Telefono: 0421/323007
e-mail: info@seingim.it
Web: www.seingim.it

SOMMARIO

1.	INTRODUZIONE	2
1.1	AMBITO DI APPLICAZIONE DEL DOCUMENTO	4
2.	DESCRIZIONE DEL PROGETTO	4
2.1	DATI TECNICI GENERALI	4
2.2	DATI GENERALI DI PROGETTO	6
2.2.1	Temperatura	6
2.2.2	Irradiazione e Irraggiamento	7
2.2.3	Velocità del vento	7
3.	PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO	8
4.	PROGETTAZIONE ELETTRICA	8
4.1	LIVELLI DI TENSIONE	8
4.2	REQUISITI PER LE APPARECCHIATURE	9
4.2.1	Vita delle apparecchiature elettriche	9
4.2.2	Temperature di progetto delle apparecchiature elettriche	9
4.2.3	Classe di isolamento e di sovratemperatura	9
4.2.4	Condizioni operative	9
4.2.5	Dimensionamento delle apparecchiature	9
4.3	REQUISITI PER LE APPARECCHIATURE	10
5.	CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO	10
5.1	MODULI FOTOVOLTAICI	10
5.2	INVERTER DI CAMPO	14
5.3	INSEGUITORE SOLARE	21
5.4	CABINE ELETTRICHE DI TRASFORMAZIONE (POWER STATION)	24
5.4.1	Trasformatore elevatore bt/MT	25
5.4.2	Quadro BT	25
5.4.3	UPS	26
5.5	CABINA UTENTE (CU) E CABINA DI CONSEGNA DISTRIBUTORE (CDIS)	26
5.5.1	Quadro MT Cabina Utente	27
5.5.2	Trasformatore Aux BT/MT (Cabina Utente)	28
5.5.3	Quadro BT (Cabina Utente)	29
5.5.4	UPS (Cabina Utente)	29
5.6	CAVI DI POTENZA E CONTROLLO	29
5.6.1	Tipologie di cavi da adottare	29
5.6.2	Tipologia di pose adottate	31
5.7	GRUPPI DI MISURA FISCALI	33
5.8	IMPIANTO DI ILLUMINAZIONE DI SICUREZZA	34
5.9	RETE DI TERRA	34
5.10	SISTEMA DI PROTEZIONI	35
5.11	PRINCIPALI DISPOSITIVI DELL'IMPIANTO	37
5.11.1	Distribution System Operator (DSO)	37
5.11.2	Dispositivo Generale (DG)	37
5.11.3	Dispositivo Di Interfaccia (DDI)	37
5.11.4	Dispositivo Di Rincalzo (DDR)	37
5.11.5	Dispositivo Del Generatore (DDG)	37
5.11.6	Controllore Centrale d'Impianto (CCI)	37
6.	SISTEMA SCADA	38
7.	CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO	38
8.	SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE	39

1. INTRODUZIONE

La Società Aiem Green S.r.l. intende realizzare nel Comune di Terre del Reno, sito in provincia di Ferrara, un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

L'impianto Terre del Reno è sito in Via del Fantino SNC e individuato dalle coordinate 44.804505° N - 11.375740° E.

L'impianto avrà una potenza complessiva installata di 24.474,96 kWp. L'energia prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

L'impianto nel suo complesso sarà diviso in due macroaree recintate – Area 1 (lato ovest). Area 2 (lato est).

L'area di impianto è racchiusa nel buffer di 500 metri da stabilimenti industriali presenti a sud del sito in esame, per cui ai sensi dell'art. 8 comma 1-bis del D. Lgs. 199/2021 è ivi consentita l'installazione degli impianti fotovoltaici con moduli "collocati a terra".

La soluzione tecnica minima generale (STMG) per una potenza in immissione richiesta di 19.900,42 kW, prevede che l'impianto sia collegato alla rete di E-Distribuzione mediante n°5 POD collegati mediante cavidotti in MT 15 kV alla nuova Cabina primaria, CP S. Agostino Ovest, quest'ultima collegata in antenna da cabina primaria AT/MT. La Soluzione per la connessione alla RTN dell'impianto di distribuzione in oggetto prevede il collegamento in doppia antenna alla Stazione Elettrica da inserire in entra esce alla linea RTN a 132 kV "Crevalcore-S. Agostino" previa realizzazione degli interventi previsti nel piano di sviluppo previsto da Terna:

- 307-P, elettrodotto 220kV "Colunga-Este";
- 318-P, riassetto di Ferrara;
- 350-N, elettrodotto 220kV "Colunga-Bussolengo".

La soluzione per la connessione in alta tensione, a partire dalla CP S. Agostino Ovest, è ancora oggetto di validazione da parte del Gestore di Rete. La Società si presenta come capofila e prevede tre ipotesi di connessione in AT. In conformità con quanto previsto dal D.L. 181/2023, convertito dalla L. 11/2024, all'art. 9¹. Il procedimento autorizzativo può essere avviato dall'Autorità competente, su istanza del Proponente, anche in assenza del parere di conformità tecnica sulle soluzioni progettuali degli impianti di rete per la connessione da parte del gestore, che è comunque acquisito nel corso del procedimento di autorizzazione ai fini dell'adozione del provvedimento finale. A seguito della validazione di una delle tre ipotesi, pertanto, il progetto sarà integrato approfondendo la soluzione di connessione individuata.

Si precisa che il progetto definitivo della CP, la posizione della SE e le relative linee RTN di collegamento sono ancora da definire con il gestore di rete competente, in quanto il tavolo tecnico è ancora in corso e si è in attesa di definire una delle tre soluzioni presentate nella procedura di VIA di cui il presente elaborato fa parte. Pertanto, in questa fase non si è ancora in grado di approfondire gli aspetti progettuali relativi al tracciato dell'elettrodotto di connessione alla nuova Stazione e la posizione della medesima; non appena quest'ultima sarà definita e confermata Aiem Green si impegna ad aggiornare e a integrare il progetto.

L'impianto in oggetto prevede l'installazione di pannelli fotovoltaici (moduli) in silicio monocristallino della potenza unitaria di 720 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 27,73 ettari.

¹ D.L. 181/2023, d L. 11/2024, art. 9:

9-undecies. Al fine di garantire la realizzazione degli impianti di produzione di energia alimentati da fonti rinnovabili e dei sistemi di accumulo elettrochimico, ivi comprese le relative opere connesse, l'autorità competente ai sensi dell'articolo 12, comma 3, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, avvia il relativo procedimento su istanza del proponente, corredata del progetto delle opere di connessione, suddiviso tra impianti di utenza e impianti di rete ai sensi del testo integrato delle connessioni attive (TICA), di cui alla deliberazione dell'Autorità di regolazione per energia, reti e ambiente 23 luglio 2008, ARG/elt 99/08, redatto in coerenza con il preventivo per la connessione predisposto dal gestore di rete e accettato dal proponente, **anche in assenza del parere di conformità tecnica sulle soluzioni progettuali degli impianti di rete per la connessione da parte del gestore medesimo, che è comunque acquisito nel corso del procedimento di autorizzazione ai fini dell'adozione del provvedimento finale».**

I pannelli saranno montati su strutture a inseguimento monoassiale (tracker) in configurazione unifilare ed ogni tracker (struttura portante dei pannelli), di tipo 1V portrait, sarà composto da 81, 54, 27, 14 e 13 moduli.

Per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla rete nazionale sono previste all'interno del campo fotovoltaico nove Cabine Elettrica di Consegna, le quali verranno collegate mediante cavidotti interrati a 15 kV, alla Cabina Primaria denominata "S. Agostino Ovest".

L'area di impianto si svilupperà su una superficie complessiva di circa 27,73 ha, di cui circa 19,33 ha ricadono nell'Area 1 e circa 8,40 ha ricadono nell'Area 2. Si precisa, ancora una volta, che la distinzione tra "Area 1" e "Area 2" definisce le due aree recintate in cui è suddivisa l'intera area di progetto in disponibilità del proponente.

Per fini descrittivi sarà utile organizzare l'impianto, a seconda delle necessità:

- con riferimento alle aree occupate: area complessiva utile comprendente Area 1 e Area 2, rappresentate, individuazione posizione cabina primaria e n. 5 POD, così come nella figura 1;
- con riferimento alla tecnologia fotovoltaica impiegata: area destinata alla tecnologia fotovoltaica tradizionale, con individuazione dell'area utile d'impianto (in rosso) e la distinzione dell'Area 1 dall'Area 2 (in azzurro), così come rappresentate nella figura 2.

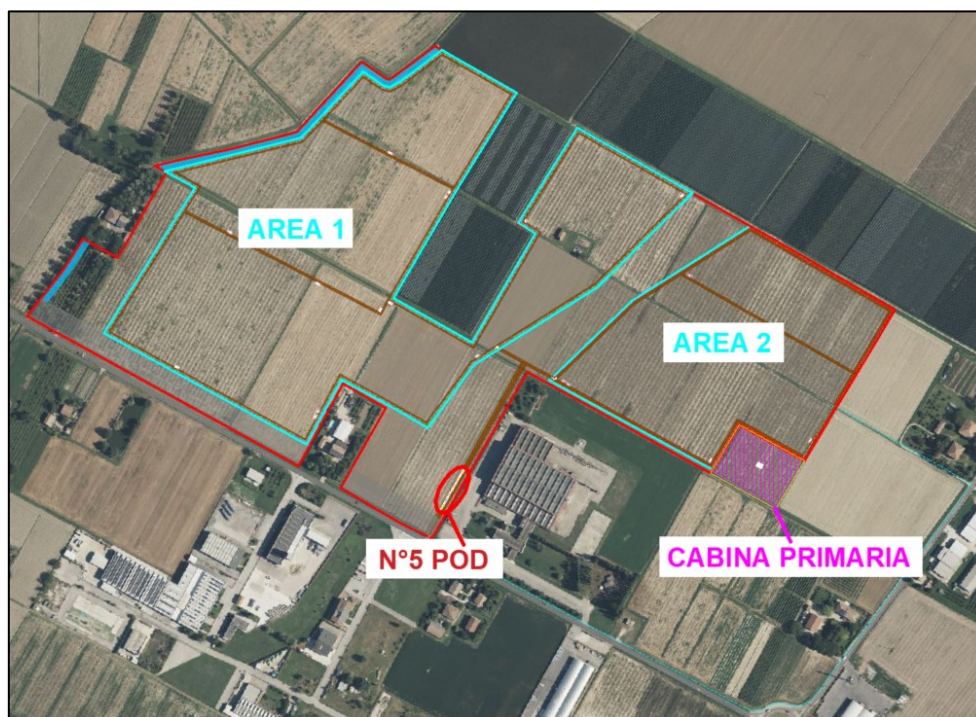


FIGURA 1 - Inquadramento cartografico dell'impianto su ORTOFOTO



FIGURA 2 - Layout – Planimetria di impianto

1.1 Ambito di applicazione del documento

Il presente documento sintetizza i dati tecnici relativi al progetto di un impianto fotovoltaico denominato “Terre del Reno” da 24.474,96 kW_p e delle relative opere connesse, che la Società Aiem Green propone di realizzare nel comune di Terre del Reno (Ferrara - Emilia-Romagna).

2. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

2.1 Dati tecnici generali

L'impianto, di potenza nominale pari a 24.474,96 kW_p, sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di proprietà di Terna Spa tramite una Cabina Primaria denominata S. Agostino Ovest.

L'impianto presenterà i seguenti componenti:

- N° 33.993 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino (potenza nominale di 720 W_p), installati su inseguitori assiali in configurazione 1P 'portrait (in verticale), saranno orientati ('azimuth') a Sud (0°) e avranno un'inclinazione variabile in base al percorso del sole durante il giorno con angolo variabile rispetto all'orizzontale ('tilt') di -60°/+60°.
- I moduli impiegati saranno suddivisi in sottocampi associati ai rispettivi pod di riferimento secondo le quantità indicate in seguito:

DATI TECNICI IMPIANTO				
POD	Potenza POD da STMG [kW]	Potenza immissione [kW]	Potenza inverter [kW]	Potenza installata [kW _p]
POD 1	4.772	4.764,2	4.870,0	5.734,80
POD 2	2.208	2.202,6	2.275,0	2.546,64

POD 3	3.880	3.875,0	3.875,0	4.898,88
POD 4	4.594	4550,0	4.550,0	5.715,36
POD 5	4.446	4.420,0	4.420,0	5.579,28
TOT	19.900	19.811,8	19.990	24.474,96
Numero, marca e modello moduli		N. 33.993 PHONO SOLAR PS720M13GFH/WSHW (cod.2024)		
Numero, marca e modello inverter		N.47 SUNGROW SG350HX-12MPPT 320 kW (@40°C) N.22 SUNGROW SG250HX-30 225 kW (@40°C)		

TABELLA 1 – Dati tecnici impianto

- Le strutture di supporto sono tracker, inseguitori monoassiali che permettono nel contempo di aumentare significativamente la redditività degli impianti. L'inseguitore solare est-ovest ha l'obiettivo di massimizzare l'efficienza energetica e i costi di un impianto fotovoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino.
- N°14 Cabine di Trasformazione o cabine di campo/power station ('**CT**') relative all'impianto fotovoltaico, sono collocate in posizione baricentrica rispetto alle varie aree dell'impianto, con la duplice funzione di collegare gli inverter presenti in campo e di elevare la tensione da BT a MT; saranno allestite con:
 - quadro BT per la protezione delle linee degli inverter;
 - trasformatore elevatore 0,8/15 kV;
 - quadro MT;
 - quadro ausiliari cabina con UPS da 10 kVA.
- N°5 Cabine Utente ('**CU**') saranno allestite con:
 - quadro MT per la protezione delle linee delle Cabine di Trasformazione;
 - quadro ausiliari cabina con UPS da 10kVA;
 - dispositivi di comunicazione e controllo incluso un controllore Centrale d'Impianto (CCI), necessario per il monitoraggio dell'impianto di produzione e la trasmissione dei dati al Distributore (DSO) o ad altro Operatore abilitato secondo quanto stabilito da ARERA (delibera 36/2020/R/EEL) e descritto dalla norma CEI 0-16.
- N°5 Cabina di Consegna Distributore ('**CDIS**'), allestite con:
 - quadro principale MT dedicato in cui saranno installati: 1) eventuali scomparti di arrivo linee da CP; 2) scomparti di arrivo o partenza da altre Cabine di Consegna; 3) lo scomparto misure con relativi TA/TV.

L'impianto sarà inoltre equipaggiato con:

- tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne e all'immissione dell'energia prodotta in Rete;
- un ricevitore GSM/GPRS in corrispondenza della cabina di consegna (in ottemperanza ai requisiti dell'allegato M della norma CEI 0-16, ai sensi della Deliberazione 421/2014/R/EEL dell'AEEGSI) per assicurare la comunicazione da/per Terna ai fini del rispetto delle prescrizioni relative alla

partecipazione degli impianti di potenza nominale maggiore o uguale a 100 kW ai piani di difesa della Rete;

- un Controllore Centrale d'Impianto (CCI) necessario per il monitoraggio dell'impianto di produzione e la trasmissione dei dati al Distributore (DSO) o ad altro Operatore abilitato secondo quanto stabilito da ARERA (delibera 36/2020/R/EEL) e descritto dalla norma CEI 0-16.

2.2 Dati generali di Progetto

Si riportano di seguito i principali parametri meteorologici e climatici caratterizzanti il sito come desunti dal software commerciale PVsyst; in particolare, sono presentati:

- i valori di temperatura dell'aria (media su base mensile);
- l'irradiazione globale orizzontale (media su base mensile);
- la velocità del vento (media su base mensile).

2.2.1 Temperatura

I valori considerati per le temperature mensili sono stati misurati durante l'arco temporale compreso fra il 2005 e il 2020; la fonte dei dati meteo è PVGIS-SARAH2.

Si riportano di seguito in formato tabellare le grandezze campionate:

Mese	Temperatura ambiente media mensile [°C]
Gennaio	4,8
Febbraio	6,8
Marzo	9,5
Aprile	14,5
Maggio	19,3
Giugno	22,7
Luglio	25,6
Agosto	24,2
Settembre	23,4
Ottobre	14,7
Novembre	11,1
Dicembre	5,8
Anno	15,2

TABELLA 2 – Temperatura ambiente media mensile

Nella simulazione con PVsyst, per quanto riguarda le temperature di progetto, si sono impostate quelle di default date dal programma, ovvero:

- temperatura inferiore per il limite assoluto di voltaggio: -10 °C;
- temperatura operativa invernale per progetto $V_{mpp, max}$: 20 °C;
- temperatura di funzionamento normale sotto 1.000 W/m²: 50 °C;

- temperatura di funzionamento in estate per progetto $V_{mpp, min}$: 60°C.

2.2.2 Irradiazione e Irraggiamento

I valori considerati per l'irradiazione e l'irraggiamento mensili orizzontali sono stati misurati durante l'arco temporale compreso fra 2005 e il 2020; la fonte dei dati meteo è PVGIS-SARAH2.

Mese	Irraggiamento [kWh/m ²]
Gennaio	54,3
Febbraio	83,7
Marzo	104,9
Aprile	154,0
Maggio	193,7
Giugno	188,9
Luglio	216,1
Agosto	173,9
Settembre	140,6
Ottobre	94,0
Novembre	45,6
Dicembre	36,4
Anno	1.486,0

TABELLA 3 – Valori di irraggiamento mensile sul piano orizzontale

2.2.3 Velocità del vento

I valori considerati per la velocità del vento mensili sono stati misurati durante l'arco temporale compreso fra 2005 e il 2020; la fonte dei dati meteo è PVGIS-SARAH2.

Mese	Velocità del vento [m/s]
Gennaio	1,6
Febbraio	1,8
Marzo	2,4
Aprile	2,2
Maggio	2,1
Giugno	1,8
Luglio	1,8
Agosto	1,7
Settembre	1,7
Ottobre	2,2
Novembre	2,0
Dicembre	1,0
Anno	1,8

TABELLA 4 – Velocità del vento media mensile

3. PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

Per il progetto ed il sito in oggetto, sono stati utilizzati dati satellitari di lungo periodo (database PVGYS SARA2) ai fini dell'elaborazione statistica della stima di radiazione solare.

Stabilita la disponibilità solare ed impostate le perdite dell'impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua. Il calcolo è stato effettuato mediante software PVsyst (vers. 8.01).

I risultati dell'analisi condotta sono riassunti nella tabella sotto. In base ai parametri impostati per le relative perdite d'impianto, ai componenti scelti (moduli e inverter) e alle condizioni meteorologiche del sito in esame, si è, inoltre, potuto calcolare l'indice di PR in corrispondenza della cabina di consegna.

I risultati ottenuti sono in linea con le prestazioni dimostrate da impianti fotovoltaici di simile fattura dislocati in zone vicine e giustificano ampiamente la fattibilità del progetto.

Denominazione impianto	Terre del Reno
Potenza di picco fotovoltaica	24.474,96 kW _p
Irraggiamento medio annuo sul piano orizzontale	1.486,0 kWh/m ²
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli	1.789 kWh/m ²
Producibilità annua²	41.478.909 kWh/anno
Producibilità specifica	1.695 kWh/kW _p
Performance Ratio (PR)	82,65%
Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	LID 1° anno 1,5% 0,4% negli anni successivi

TABELLA 5 – Risultati analisi simulazione PVsyst

Per il dettaglio della simulazione effettuata mediante il software PVsyst, riferirsi al report allegato all'elaborato REL_04_Relazione di calcolo preliminare degli impianti.

4. PROGETTAZIONE ELETTRICA

4.1 Livelli di tensione

I livelli di tensione presenti nell'impianto durante le normali condizioni operative saranno i seguenti:

Parametro	Valore
Massima tensione CC	1.500 V _{cc}
Distribuzione in Media Tensione	15 kV ± 5%, 50 Hz-3 ph
Distribuzione in Bassa Tensione (linee inverter)	800 V _{ac} ± 5%, 50 Hz-3 ph

² il valore della producibilità annua e della producibilità specifica è riferita al primo anno di esercizio

Circuiti luce e forza elettromotrice	400/230 V _{ac} , 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N
Sistema AC UPS	400/230 V _{ac} ± 1% 50 Hz

TABELLA 6 – Livelli di tensione presenti in impianto

Le tolleranze sui livelli di tensione sopra indicati, sono da riferirsi alla sbarra dei quadri citati.

In normali condizioni d'esercizio, le variazioni di tensione e frequenza del sistema non devono eccedere rispettivamente il $\pm 5\%$ e il $\pm 2\%$. Tuttavia, tutte le apparecchiature elettriche devono essere dimensionate per resistere a una variazione della tensione del $\pm 10\%$ e una variazione della frequenza del sistema del $\pm 5\%$.

4.2 Requisiti per le apparecchiature

4.2.1 Vita delle apparecchiature elettriche

Tutte le apparecchiature elettriche e i loro accessori andranno progettati e forniti per garantire una vita utile almeno pari alla Vita Utile di Impianto, che è di 20 anni. I materiali dovranno essere progettati per garantire massima la massima affidabilità e disponibilità di impianto in accordo alle prescrizioni contrattuali.

4.2.2 Temperature di progetto delle apparecchiature elettriche

La temperatura di design secondo cui verranno dimensionate le apparecchiature elettriche sarà di 40 °C e, pertanto, non dovranno subire derating.

4.2.3 Classe di isolamento e di sovratemperatura

In tabella sono riportati i requisiti minimi per le apparecchiature in termini di sovratemperatura e classe di isolamento.

Apparecchiatura	Classe di isolamento (CEI-EN 60085)	Classe di sovratemperatura (CEI-EN 60034-1)
Motori asincroni e macchine sincrone: Fino a 1 kV Maggiori di 1 kV	F F	F (105K) B (80K)
Trasformatori in resina: Avvolgimenti AT Avvolgimenti BT	F F	B (80K) F (100K)

TABELLA 7 – Livelli minimi per classe di isolamento e di sovratemperatura delle apparecchiature

4.2.4 Condizioni operative

I materiali e i componenti elettrici dovranno essere scelti per operare in tutte le condizioni di progetto specificate.

4.2.5 Dimensionamento delle apparecchiature

Le apparecchiature elettriche saranno dimensionate sulla base della richiesta di carico.

Per le condizioni di dimensionamento delle apparecchiature elettriche si terrà conto di un sovradimensionamento rispetto alla potenza nominale come indicato in tabella.

Livelli massimi di sovradimensionamento	Valore
Livello di sovradimensionamento apparecchiature (eccetto componenti sottoelencati)	+10%
Livello di sovradimensionamento quadri elettrici	+20%
Livello di sovradimensionamento trasformatori	+20%
Livello di sovradimensionamento inverter	< 15%
Livello di sovradimensionamento gruppi elettrogeni (se presenti)	+0%

TABELLA 8 – Livelli di sovradimensionamento massimo consentito

Tutti i componenti, quali sbarre, interruttori, contattori e cavi dovranno essere dimensionati almeno per la corrente di guasto relativa al punto di installazione. In particolare, la corrente di funzionamento dovrà essere inferiore alla portata nominale della corrente di sbarra ed il valore della corrente di corto-circuito calcolato alla sbarra dovrà essere inferiore alle correnti di cortocircuito della sbarra stessa.

4.3 Requisiti per le apparecchiature

L'installazione di un impianto fotovoltaico contribuirà ad incrementare l'import di potenza reattiva da rete RTN.

L'eventuale installazione di sistemi di rifasamento, verrà approfondito in una successiva fase. Al momento, tali studi, non saranno oggetto del presente progetto.

5. CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

5.1 Moduli fotovoltaici

La proponente in questa fase ha individuato principalmente moduli monocristallini.

L'installazione prevista è su inseguitori solari Est-Ovest $-60^{\circ}/+60^{\circ}$. Il numero di moduli previsti in progetto è di 33.993.

I moduli fotovoltaici proposti, provvisti di marchiatura CE e di primario costruttore mondiale, sono realizzati con celle di silicio monocristallino di ultima generazione con diodi di protezione, connettori e cornice rigida in alluminio con potenza di picco di 720 W_p, tolleranza solo positiva, efficienza superiore al 20%. La potenza dei moduli sarà verificata e definita nelle fasi successive di progettazione.

Certificazioni/garanzie dei moduli:

- IEC 61215(2016);
- IEC 61730 (2016);
- ISO9001:2015: Quality Management System;
- ISO14001:2015: Environment Management System;
- ISO45001:2018 Occupational health and safety management systems.
- Garanzia di 30 anni lineare sulla potenza

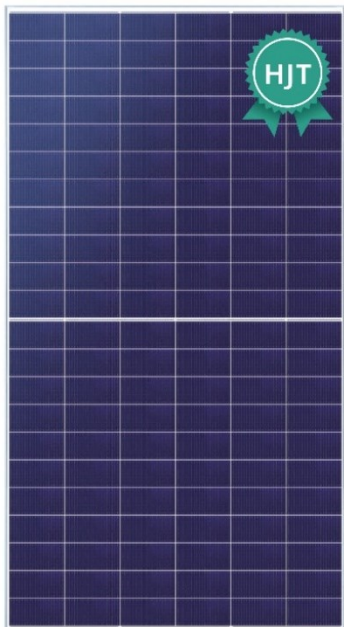
	<p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA</p> <p style="text-align: center;">Terre del Reno</p> <p style="text-align: center;">Impianto Fotovoltaico</p>	
---	--	---

I moduli, inoltre, garantiscono un decadimento lineare non superiore allo 0.375% dopo il primo anno.

Si dovranno prendere tutti gli accorgimenti del caso, in termini di protezione addizionale delle connessioni, in accordo alle indicazioni del costruttore di moduli.

La potenza nominale DC minima del modulo fotovoltaico sarà di 720 W_p.

Si riportano le caratteristiche tecniche del pannello fotovoltaico tipico.


PHONO

710-730w

Helios Module Series

N-HJT HIGH EFFICIENCY MONO 132-20BB-W-WG

Bloomberg
 NEW ENERGY FINANCE

Tier1


Excellent Power Generation Performance

- 210mm wafer with SMBB cell technology
- Over 85% bifaciality and up to 30% additional power generation
- Competitive high-temperature performance with ameliorated temperature coefficient (-0.24%/°C)
- Better weak illumination response of HJT technology leads higher power generation

Consistent Reliability

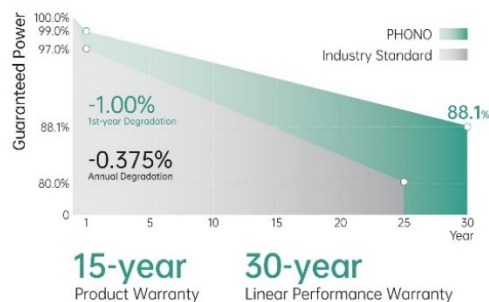
- N-type with lower LID and LeTID
- Industry-leading cell technology of TCO thin film contributes to excellent anti-PID characteristic
- Sealing with PIB based sealant to achieve stronger water resistance, greater air impermeability and longer module lifespan

Shorter Payback Time

- Lower BoS cost ensure a better LCOE

More Environmentally Friendly

- Low temperature welding technology & shorter manufacturing process contributes to lower carbon emissions



MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES

IEC 61215, IEC 61730

ISO 9001

2015 / Quality management system

ISO 14001

2015 / Standards for environmental management system

ISO 45001

2018 / International standards for occupational health & safety



Electrical Typical Values

Model	PS710M13GFH-22/WSHW		PS715M13GFH-22/WSHW		PS720M13GFH-22/WSHW		PS725M13GFH-22/WSHW		PS730M13GFH-22/WSHW	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Rated Power (Pmpp)	710	540	715	544	720	548	725	551	730	555
Rated Current (Imp)	16.75	13.50	16.81	13.55	16.87	13.60	16.93	13.65	16.99	13.70
Rated Voltage (Vmpp)	42.39	39.99	42.54	40.13	42.68	40.26	42.83	40.40	42.97	40.54
Short Circuit Current (Isc)	17.55	14.15	17.61	14.20	17.67	14.24	17.73	14.29	17.79	14.34
Open Circuit Voltage (Voc)	50.44	48.14	50.59	48.28	50.74	48.43	50.88	48.56	51.03	48.70
Module Efficiency (%)	22.86		23.02		23.18		23.34		23.50	

 STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², AM 1.5, Cell Temperature 25°C

 NOCT (Nominal Operation Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/s

BNPI**

Maximum Power (Pmax)	780	785	790	795	800
Optimum Operating Current (Imp)	18.41	18.46	18.51	18.57	18.62
Optimum Operating Voltage (Vmpp)	42.39	42.54	42.68	42.83	42.97
Short Circuit Current (Isc)	19.28	19.33	19.39	19.44	19.50
Open Circuit Voltage (Voc)	50.44	50.59	50.74	50.88	51.03

 **BNPI: Front Side Irradiation 1000W/m², Back Side Reflection Irradiation 135W/m², AM 1.5, Ambient Temperature 25°C

Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Monocrystalline
Dimension (L × W × H)	Length: 2384mm (93.86 inch) Width: 1303mm (51.30 inch) Height: 33mm (1.30 inch)
Weight	37.9kg (83.56 lbs)
Glass	2.0mm/2.0mm Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Cable (Including Connector)	4mm ² (IEC), (+): 300mm, (-): 300mm or Customized Length
Junction Box	IP 68 Rated

Temperature Ratings

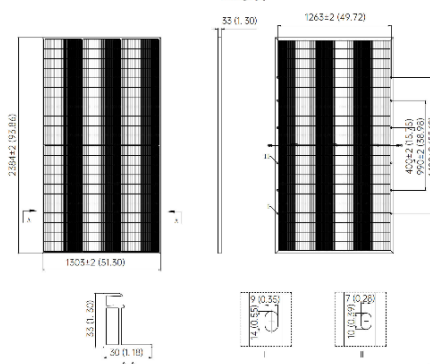
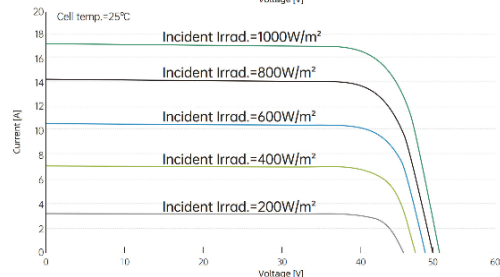
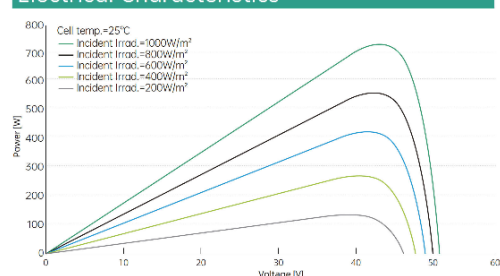
Voltage Temperature Coefficient	-0.24%/°C
Current Temperature Coefficient	+0.04%/°C
Power Temperature Coefficient	-0.24%/°C
Power Tolerance	0~+3%
NOCT	44±2°C
Bifaciality	85±5%

Absolute Maximum Rating

Operating Temperature	From -40 to +85°C
Hail Diameter @ 80km/h	Up to 25mm
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Maximum Series Fuse Rating	30A
PV Module Classification	II
Fire Rating (IEC61730)	C
Maximum System Voltage	DC 1500V

Packing Configuration

Container	40' HQ
Pieces/Container	594
Pcs/Pallet	33
Pallets/Container	18

Electrical Characteristics


Note: mm (inch)

5.2 Inverter di campo

I gruppi di conversione sono basati su inverter statici a commutazione forzata (PWM) ed in grado di operare in modo completamente automatico su una curva caratteristica semicircolare, inseguendo il punto caratteristico della curva di massima potenza (MPPT) del campo fotovoltaico.

Tra i produttori di prima fascia disponibili sul mercato, verranno selezionati inverter in grado di garantire:

- conformità a:
 - normative europee di sicurezza;
 - standard tecnici di riferimento;
 - requisiti europei per i generatori;
 - regole tecniche per la connessione di utenti attivi;
- disponibilità di informazioni di allarme e monitoraggio del campo;
- funzionamento automatico, semplicità d'uso e di installazione;
- funzionalità multi-MPPT su ingressi DC distinti;
- elevato rendimento globale, anche ad alte temperature di esercizio;
- bassa distorsione armonica;
- funzionalità di anti-islanding;
- funzionalità di controllo dell'isolamento sul lato DC;
- sezionamento del campo per attività di manutenzione.

L'inverter adottato in fase di progettazione definitiva è di tipo distribuito e multistringa.

La scelta dell'inverter in termini di potenza e tensione in ingresso dovrà essere coordinata con la scelta della configurazione del generatore fotovoltaico (numero moduli per stringa e numero di stringhe per ogni canale MPPT dell'inverter) secondo i seguenti criteri:

- Massima potenza di picco collegabile.
- Tensione minima (alla massima temperatura di esercizio) e massima (alla minima temperatura di esercizio) di massima potenza (MPP).
- Tensione massima di sistema (considerando la massima tensione a circuito aperto alla minima temperatura di esercizio).
- Massima corrente in ingresso (alla massima temperatura di esercizio) per inverter e singolo modulo MPPT.

La configurazione moduli FV – inverter dovrà essere in ogni caso scelta in accordo alla norma CEI 82-25.

Parametro	Valore ammesso
Dimensionamento: rapporto potenza di picco su uscita CA inverter (AC/DC Ratio)	Come da requisiti minimi non derogabili
$V_{OC} @ STC (V)$	$< 1.500 V_{dc}$

$V_{MPP} @ T_{min} (V)$	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{MPP} @ STC (V)$	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{MPP} @ T_{max} (V)$	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{OC} @ T_{min} (V)$	$\leq 1.500 V_{dc}$
$I_{MPP} @ T_{max}$ per INVERTER (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore
$I_{MPP} @ T_{max}$ per MPPT (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore

TABELLA 9 – Verifiche tensione-corrente accoppiamento moduli-inverter

Un numero adeguato di inverter sarà installato nell'impianto fotovoltaico al fine di convertire la corrente continua CC prodotta dal campo fotovoltaico in corrente alternata CA.

Il rapporto **DC/AC** per questa configurazione di impianto è circa **1,22**.

Gli inverter devono essere di tipo "**distribuito**" (inverter di stringa) e dovranno essere forniti in conformità alle norme tecniche vigenti necessarie alla connessione alla rete elettrica del distributore (CEI 0-21, CEI 0-16).

Gli inverter dovranno essere dotati della funzione di regolazione della potenza reattiva scambiata tra l'impianto e la rete, anche in condizioni di produzione di energia attiva pari a zero (ad esempio, di notte), regolando direttamente gli inverter.

I moduli saranno connessi in serie per mezzo di cavi solari con conduttori isolati in rame in modo tale da formare stringhe composte da 27 moduli ciascuna che a loro volta verranno collegate all'inverter di pertinenza.

Le stringhe collegate ad uno stesso inverter dovranno essere necessariamente composte da un uguale numero di moduli in serie anche a seguito di ottimizzazioni delle connessioni. La lunghezza delle stringhe ed in numero di stringhe collegate a ciascun inverter potrà essere soggetta a variazione sulla base di eventuali esigenze di ottimizzazione legate alle caratteristiche dei moduli e degli inverter scelti per la costruzione. Per ciascuna polarità delle stringhe verrà utilizzato un cavo unipolare con sezione minima di 6 mm², attestato sui morsetti di ingresso dell'inverter di stringa.

Vengono sotto riportati i datasheet gli inverter utilizzati in fase di progetto definitivo. In questa fase progettuale sono state scelte due taglie di inverter, da 320 kW e 225 kW. Le potenze indicate fanno riferimento alla temperatura di 40 °C indicata dal costruttore per la definizione delle caratteristiche nominali degli inverter:

SG350HX

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc

NEW



RESA ELEVATA

- Fino a 16 MPPT con efficienza massima 99%
- 20 A per stringa, compatibilità con moduli da 500Wp+
- Scambio dati con sistema tracker, miglioramento della resa



BASSI COSTI

- Funzione Q at night, risparmio sull'investimento
- Power line communication (PLC)
- Diagnosi con Smart IV Curve*, O&M attivo



SUPPORTO ALLA RETE

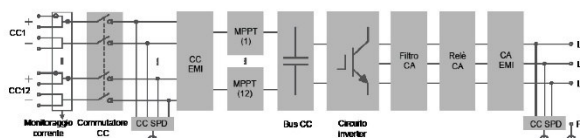
- SCR21.16 funzionamento stabile in reti estremamente deboli
- Tempo di risposta della potenza reattiva <30ms
- Conforme al codice di rete globale



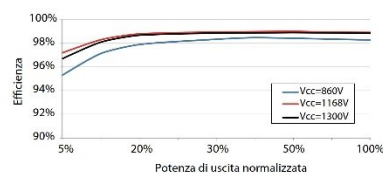
SICUREZZA

- 2 stringhe per MPPT, protezione del collegamento da inversione di polarità CC
- Interruttore CC integrato, spegnimento automatico in caso di guasti
- Monitoraggio dell'isolamento CA e CC in tempo reale 24 ore su 24

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C, 320 kVA @ 40 °C, 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm², opzionale 10 mm²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

*: Compatibile solo con logger Sungrow e iSolarCloud

SG250HX

SUNGROW
 Clean power for all

Inverter di stringa multi-MPPT per sistemi a 1500 Vdc



RESA ELEVATA

- 12 MPPT con efficienza massima 99%
- Corrente massima MPPT 30A per compatibilità moduli da 500+Wp
- Funzione anti-PID integrata

BASSI COSTI

- Compatibile con cavi in Alluminio o Rame
- Abilitato per connettori CC 2 in 1
- Power line communication (PLC) opzionale
- Funzione erogazione potenza reattiva notturna

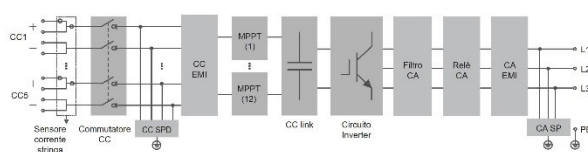
GESTIONE INTELLIGENTE

- Messa in servizio e aggiornamento firmware da remoto
- Funzione scansione curva IV e diagnosi
- Tecnologia senza fusibili con monitoraggio intelligente delle correnti di stringa

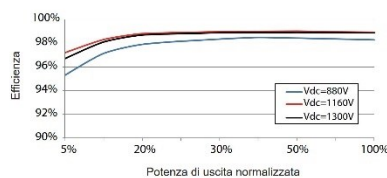
SICUREZZA

- Protezione IP66 e classe C5 anticorrosione
- SPD tipo II sia per CC che CA
- Conforme a norme di sicurezza e codici di rete globali

TOPOLOGIA



CURVA DI EFFICIENZA



SG250HX

Designazione	SG250HX - V113
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 500 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	30 A * 12
Corrente di cortocircuito max.	50 A * 12
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50°C
Potenza CA nominale in uscita	225kW
Corrente CA max. in uscita	180.5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 – 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max.	99,0 %
Efficienza europea	98,8 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC	Si
Sezionatore CA	No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Si
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1051 * 660 * 363 mm
Peso	99kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66
Consumo energetico notturno	< 2 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	da -30 a 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm², opzionale 10 mm²)
Tipo di collegamento CA	Terminali OT (Max. 300 mm²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N, 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna, LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva oltre a controllo velocità rampa di potenza

INVERTER POD 1			
POD	CAB.TRASF.	INVERTER	POTENZA [kW]
POD 1 (U1) (n°17 inverter)	CT1_U1	INV.U1.T1.1	320
	CT1_U1	INV.U1.T1.2	320
	CT1_U1	INV.U1.T1.3	320
	CT1_U1	INV.U1.T1.4	320
	CT1_U1	INV.U1.T1.5	320
	CT2_U1	INV.U1.T2.1	320
	CT2_U1	INV.U1.T2.2	320
	CT2_U1	INV.U1.T2.3	320
	CT2_U1	INV.U1.T2.4	320
	CT2_U1	INV.U1.T2.5	320
	CT3_U1	INV.U1.T3.2	225
	CT3_U1	INV.U1.T3.3	225
	CT3_U1	INV.U1.T3.4	225
	CT3_U1	INV.U1.T3.5	225
	CT3_U1	INV.U1.T3.6	225
	CT3_U1	INV.U1.T3.7	225
INVERTER POD 2			
POD	CAB.TRASF.	INVERTER	POTENZA [kW]
POD 2 (U2) (n°8 inverter)	CT1_U2	INV.U2.T1.1	320
	CT1_U2	INV.U2.T1.2	320
	CT1_U2	INV.U2.T1.3	320
	CT1_U2	INV.U2.T1.4	320
	CT2_U2	INV.U2.T2.1	320
	CT2_U2	INV.U2.T2.2	225
	CT2_U2	INV.U2.T2.3	225
	CT2_U2	INV.U2.T2.4	225
INVERTER POD 3			
POD	CAB.TRASF.	INVERTER	POTENZA [kW]
POD 3 (U3) (n°13 inverter)	CT1_U3	INV.U3.T1.1	320
	CT1_U3	INV.U3.T1.2	320
	CT1_U3	INV.U3.T1.3	320
	CT1_U3	INV.U3.T1.4	320
	CT1_U3	INV.U3.T1.5	320
	CT2_U3	INV.U3.T2.1	320
	CT2_U3	INV.U3.T2.2	320
	CT2_U3	INV.U3.T2.3	320
	CT2_U3	INV.U3.T2.4	320
	CT3_U3	INV.U3.T3.1	320
	CT3_U3	INV.U3.T3.2	225
	CT3_U3	INV.U3.T3.3	225
	CT3_U3	INV.U3.T3.4	225

INVERTER POD 4			
POD	CAB.TRASF.	INVERTER	POTENZA [kW]
POD 4 (U4) (n°16 inverter)	CT1_U4	INV.U4.T1.1	320
	CT1_U4	INV.U4.T1.2	320
	CT1_U4	INV.U4.T1.3	320
	CT1_U4	INV.U4.T1.4	320
	CT1_U4	INV.U4.T1.5	320
	CT2_U4	INV.U4.T2.1	320
	CT2_U4	INV.U4.T2.2	225
	CT2_U4	INV.U4.T2.3	225
	CT2_U4	INV.U4.T2.4	225
	CT2_U4	INV.U4.T2.5	225
	CT2_U4	INV.U4.T2.6	225
	CT3_U4	INV.U4.T3.1	320
	CT3_U4	INV.U4.T3.2	320
	CT3_U4	INV.U4.T3.3	320
	CT3_U4	INV.U4.T3.4	320
	CT3_U4	INV.U4.T3.5	225
INVERTER POD 5			
POD	CAB.TRASF.	INVERTER	POTENZA [kW]
POD 5 (U1) (n°15 inverter)	CT1_U5	INV.U5.T1.1	320
	CT1_U5	INV.U5.T1.2	320
	CT1_U5	INV.U5.T1.3	320
	CT1_U5	INV.U5.T1.4	320
	CT1_U5	INV.U5.T1.5	320
	CT2_U5	INV.U5.T2.1	320
	CT2_U5	INV.U5.T2.2	320
	CT2_U5	INV.U5.T2.3	320
	CT2_U5	INV.U5.T2.4	320
	CT2_U5	INV.U5.T2.5	320
	CT3_U5	INV.U5.T3.1	225
	CT3_U5	INV.U1.T3.2	225
	CT3_U5	INV.U1.T3.3	225
	CT3_U5	INV.U1.T3.4	225
	CT3_U5	INV.U1.T3.5	225

5.3 Inseguitore solare

Per il sostegno dei moduli fotovoltaici sarà utilizzato un inseguitore solare monoassiale (tracker) disposto lungo l'asse Nord -Sud dell'impianto fotovoltaico, realizzato in acciaio zincato a caldo ed alluminio.

L'inseguitore solare sarà in grado di ruotare secondo la Diretrice Est – Ovest in funzione della posizione del Sole. La variazione dell'angolo avviene in modo automatico grazie ad un apposito algoritmo di controllo.

L'inseguitore monoassiale sarà in grado di ospitare n.81, 54, 27, 14 e 13 moduli fotovoltaici e sarà installato su pali di fondazione in acciaio zincato infissi nel terreno, senza necessità di opere in calcestruzzo.

L'inseguitore sarà dotato di un sistema di controllo e comunicazione con le seguenti caratteristiche:

- alimentato da modulo fotovoltaico dotato di batteria di back up;
- sistema di comunicazione wireless;
- sistema di protezione automatico in caso di vento di estremo;
- backtracking personalizzato: modifica della posizione di ciascun tracker per evitare l'ombreggiamento reciproco e ottimizzando la produzione di energia;
- possibilità di installazione per pendenze del terreno fino a 20%.

Viene sotto riportato il datasheet dell'inseguitore monoassiale utilizzato in fase di progetto definitivo.

POD	Moduli FV / tracker	N° tracker	N° moduli FV	Potenza FV [kWp]
Tracker tipo 1	81	304	24.624	17.729,28
Tracker tipo 2	54	94	5.076	3.654,72
Tracker tipo 3	27	108	2.916	2.099,52
Tracker tipo 4	14	51	714	514,08
Tracker tipo 5	13	51	663	477,36
TOTALE		608	33.993	24.474,96

Tracker	Horizontal single axis
Drive	Slew Drive
Motor	24V DC Motor
Motor per MWp (500 Wp modules)	8
Module configuration	1 module in portrait
Ground cover ratio	30-50%, depending on configuration
Rotational range	E-W: +/- 60°
Modules supported	All major types of PV modules
Slope tolerance	N-S: up to 14% E-W: unlimited
Module attachment	By bolts and nuts, rivet or clamps for frameless modules
Allowable wind load	Tailored to site specific conditions
Wind alarm	Controlled by ultrasonic anemometer
Prepared for XXL modules up to 80m tracker	

Communications & Control

Solar tracking method	Astronomical algorithm with GPS input
Controller electronics	A central control unit per solar plant Wireless communication with trackers Redundancy of wireless gateways to guarantee communication Self-powered
SCADA interface	Modbus TCP or OPC-UA
Communication protocol	Wireless (LoRaWAN)
Nighttime stow	Configurable
Backtracking & diffuse sensors	Backtracking 3D optional

Installation & Services

On-site training and commissioning	
Warranty	Structure: 10 years Electromechanical components: 5 years
PV Cleaner	Optional
Certifications	UL 3703, IEC 62817



5.4 Cabine elettriche di trasformazione (power station)

Le Cabine di Trasformazione (CT) hanno la funzione di elevare la tensione da bassa ('BT') a media tensione ('MT').

All'interno di ciascuna CT sarà collocato il trasformatore di tensione necessario per l'immissione in rete dell'energia prodotta, fisicamente separato dalle altre apparecchiature elettriche ed installato in maniera tale da facilitare la dissipazione del calore prodotto.

In questa fase progettuale sono state considerate cabine con due taglie di potenza: 1) 1.600 kVA; 2) 1.250 kVA con tensione lato MT 15 kV e tensione lato BT pari alla tensione nominale dell'inverter scelto.

Il primario del trasformatore sarà, quindi, inserito nel sistema di distribuzione a 15 kV interno all'impianto secondo le modalità individuate nei paragrafi successivi.

Le Cabine di Trasformazione sono dotate di:

- N°1 trasformatori MT isolato in resina 15/0,8 kV.
- N°1 Quadro BT per connessione agli inverter di stringa.
- N°1 quadro per i servizi ausiliari.
- N°1 quadro MT 15 kV composto da una cella configurata per ingresso-uscita in radiale e partenza protezione trasformatore.
- Sistema di ventilazione.
- Dispositivi di comunicazione e controllo e rack dati.
- Illuminazione normale e di emergenza (interna/esterna).
- Forza motrice (prese di servizio).
- UPS
- Impianto di terra.
- Rilevatori di incendio.
- Estintori.
- Cartellonistica di sicurezza.

Tutte le aperture, feritoie per la ventilazione e scambio dell'aria nonché i cunicoli e cavidotti passaggi cavi saranno opportunamente protetti da sistemi anti-roditori.

I cabinet saranno della tipologia progettata per garantire la massima durabilità e la massima robustezza. In generale, dovranno essere dotati di tutte le attrezzature necessarie per adempiere al proprio compito. L'altezza utile netta all'interno delle Power Station dovrà essere conforme alle distanze minime richieste dai componenti al suo interno. In particolare, la distanza minima tra il punto più alto misurato sulle apparecchiature e il tetto della CT dovrà rispettare i parametri di sicurezza contro la propagazione dell'esplosione.

Le Cabine di Trasformazione dovranno essere progettate, costruite e testate secondo le norme IEC (International Electrical Code), in particolare le norme EN 50522 e EN 61936-1 ed il DPR 151/2011 (requisito REI 120). I cabinet saranno provvisti di pulsante di sgancio, installato all'esterno dell'edificio, in grado di de-energizzare tutte le apparecchiature presenti all'interno.

Per il dettaglio sulla definizione delle CT riferirsi al documento all'elaborato **EL29_Layout impianto - Planimetrie e sezioni cabine di campo - Pianta, prospetti e layout.**

5.4.1 Trasformatore elevatore bt/MT

All'interno della Cabine di trasformazione sarà presente il trasformatore in resina necessario per elevare la tensione in uscita dai convertitori. Le potenze nominali dei trasformatori presenti nelle singole Power Station saranno:

TRASFORMATORI CABINE CT		
POD	CT	Trasformatore
POD 1 (U1)	C-T1-U1	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T2-U1	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T3-U1	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
POD 2 (U2)	C-T1-U2	Dy11 15/0,8 kV da 1.250 kVA
	C-T2-U2	Dy11 15/0,8 kV da 1.250 kVA
POD 3 (U3)	C-T1-U3	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T2-U3	Dy11 15/0,8 kV da 1.250 kVA
	C-T3-U3	Dy11 15/0,8 kV da 1.250 kVA
POD 4 (U4)	C-T1-U4	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T2-U4	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T3-U4	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
POD 5 (U5)	C-T1-U5	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T2-U5	Dy11 15/0,8 kV da 1.600 kVA
	C-T3-U5	Dy11 15/0,8 kV da 1.250 kVA

TABELLA 10 – Elenco trasformatori per singola Cabina di Trasformazione

I trasformatori avranno perdite a vuoto e a carico tali da rispettare il regolamento UE N.548/2014 “Regolamento concernente la progettazione ecocompatibile dei trasformatori”.

Classificazione F1-C2-E2 in accordo alle norme CEI EN 60076-11:

- autoestinguenti con bassa emissione di fumi (F1).
- resistenti alle variazioni climatiche (C2).
- resistenti all'umidità e all'inquinamento atmosferico (E2).

5.4.2 Quadro BT

Il quadro di parallelo in BT permette la connessione degli inverter al trasformatore elevatore bt/MT.

Il quadro dovrà avere grado di protezione almeno IP31 e dovrà contenere come minimo le seguenti apparecchiature:

- interruttore generale automatico;

- interruttori di manovra sezionatori con fusibili per singolo inverter ovvero apparecchiatura di manovra e protezione della linea di alimentazione la cui apertura determina la disalimentazione del gruppo di generazione;
- scaricatori di sovratensione (SPD) opportunamente protetti da idoneo sezionatore con fusibili;
- predisposizione per acquisizione segnali cumulativi status interruttori principali bt al sistema di supervisione;
- predisposizione di gruppo di misura e di TA e TV di misura.

In particolar modo, se il quadro avrà una corrente di cortocircuito alle sbarre ≥ 50 kA dovrà essere dimensionato per contenimento dell'arco interno (IAC). IAC deve essere valutato calcolando il guasto delle sbarre. Non è accettata la certificazione IAC solo per la protezione delle persone (dovrà, cioè, essere garantito che l'eventuale guasto resti confinato nel comparto in cui è avvenuto senza danneggiare altre parti del quadro).

5.4.3 UPS

Al fine di garantire la continuità dell'alimentazione di tutti i carichi vitali quali, ad esempio, i circuiti ausiliari di comando, è prevista l'installazione di un gruppo statico di continuità (UPS) con apposite batterie.

Il gruppo di continuità dovrà essere dimensionato per la potenza complessiva richiesta (minimo 10 kVA) con un'autonomia di almeno 2 ore.

Gli accumulatori statici (batterie) saranno del tipo al Pb-Ca VRLA Gel (Piombo–Calcio), con totale assenza di manutenzione ed a costruzione ermetica.

Il pacco batterie dovrà essere installato all'interno di un rack dedicato direttamente collegato ad un sistema di estrazione dell'aria dedicato, opportunamente dimensionato per evitare che si formi all'interno una concentrazione di idrogeno potenzialmente esplosiva. Le batterie, alloggiare in strutture antisismiche dedicate, dimensionate correttamente per la zona sismica specificata, saranno alloggiare in sale dedicate dotate di due unità di ventilazione entrambe dimensionate per il 100% della portata d'aria da estrarre e una di backup all'altra.

5.5 Cabina Utente (CU) e Cabina di Consegna Distributore (CDIS)

Le Cabine Utente (CU) previste da progetto costituiranno il centro di raccolta delle linee MT provenienti dall'impianto fotovoltaico, mentre le Cabine di Consegna (CDIS) consentiranno la consegna alla RTN.

Le Cabine Utente saranno collegate alle rispettive Cabine di Consegna Distributore secondo quanto riportato nello schema unifilare.

- Le Cabine di Consegna Distributore, di tipo DG2092 Tipo A edizione 03 (settembre 2016) sarà dotata di:

- Vano Misure
- Vano Consegna

allestite con quadri QMT allestiti nello schema unifilare;

- La Cabine Utente verranno allestite con tutte le apparecchiature necessarie per il sezionamento e la protezione delle linee interne agli impianti. In particolare, si prevede d'installare:

- quadro MT a 15 kV ad isolamento in gas o aria;
- trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari ad isolamento in resina;
- apparati di comunicazione e controllo (ITC/SCADA);
- UPS di backup;
- apparati di misura;

- sistema di ventilazione;
- dispositivi di comunicazione e controllo Apparati di interfaccia (CCI);
- quadro dei servizi ausiliari in bassa tensione;
- illuminazione normale e di emergenza (interna/esterna);
- rilevatori di incendio;
- estintori;
- cartellonistica di sicurezza.

Il cabinato sarà della tipologia progettata per garantire la massima durabilità e la massima robustezza. In generale, dovrà essere dotato di tutte le attrezzature necessarie per adempiere al proprio compito. L'altezza utile netta all'interno della cabina elettrica dovrà essere conforme alle distanze minime richieste dai componenti al suo interno. In particolare, la distanza minima tra il punto più alto misurato sulle apparecchiature e il tetto della Cabina elettrica dovrà rispettare i parametri di sicurezza contro la propagazione dell'esplosione. Il cabinato sarà provvisto di pulsante di sgancio, installato all'esterno dell'edificio, in grado di de-energizzare tutte le apparecchiature presenti all'interno.

Per i dettagli dimensionali delle Cabine Utente delle Cabine di Consegna riferirsi ai documenti **Layout impianto – Planimetria e sezioni cabina di consegna** e **Layout impianto – Planimetria e sezioni cabina di campo**

5.5.1 Quadro MT Cabina Utente

All'interno della Cabina di Consegna sarà presente un quadro di media tensione. Il quadro sarà dimensionato per l'effettiva corrente di corto circuito a monte del quadro stesso e per le condizioni ambientali previste nel sito di installazione garantendo il rispetto dei valori nominali. Ogni unità dovrà essere progettata e strutturata in compartimenti (celle MT) che dovranno contenere tutte le apparecchiature elettriche e meccaniche necessarie. Le celle dovranno essere separate dalle altre unità mediante separatori di metallici.

Tale quadro dovrà presentare le seguenti caratteristiche:

- Tensione nominale: 24kV
- Tensione di servizio: 20kV
- Corrente nominale sezionatore linea: 630A
- Corrente nominale interruttore: 630A
- Corrente nominale Sistema di sbarre: 630A
- Frequenza nominale: 50Hz
- Tenuta alla tensione d'impulso:
- Fase - Fase, Fase – terra: 125kV
- Distanza d'isolamento: 145kV
- Tenuta alla frequenza industriale
- Frequenza 50Hz 1 min.: 50kV
- Corrente di breve durata x1sec.:16kA
- Potere di chiusura: 40kA
- Capacità d'interruzione interruttore: 16kA
- Tenuta all'arco interno x 1 sec.: 16kA
- Tensione ausiliaria: da definire

Il suddetto quadro, realizzato in maniera conforme a quanto previsto dalla norma EN 62271-200, è composto dalle seguenti celle:

- **n°1** arrivo linea da RTN: costituito da un interruttore tripolare isolato in gas SF₆ ed equipaggiato con relè di protezione atti a svolgere le seguenti funzione di protezione:
 - minima tensione di rete (27Y),
 - minima tensione di rete (27Δ),
 - massima tensione di rete (59),
 - minima frequenza di rete (81) a due soglie,
 - massima tensione omopolare di rete (59N).
- **n°1** scomparto "Misure": costituito dai Trasformatori di corrente e Trasformatori di Tensione con circuiti voltmetrici connessi come segue:
 - tensione stellati per la protezione 27Y,
 - tensione concatenate per le protezioni 27Δ, 59, 81< ed 81>,
 - tensioni concatenate a triangolo aperto per la protezione 59N.
- **n°1 o 2** scomparti protezione delle linee MT in arrivo dai sottocampi sottocampi (o cluster Cabine di Trasformazione CT) costituiti da interruttori tripolari isolati in gas SF₆ ed equipaggiati con relè di protezione;
- **n°1** Scomparto interruttore "Trafo aux" con funzione di alimentazione Servizi Ausiliari di Cabina composti da trasformatore Aux MT/bt.

Inoltre, ciascuna linea è dotata di sezionatore realizzato secondo IEC62271-103 e IEC62271-105, in classe M1-E3 del tipo a tre posizioni racchiuso in un involucro in acciaio isolato in gas SF₆ con possibilità di controllo della presenza del gas.

Le posizioni del sezionatore sono:

- "CHIUSO SU LINEA"
- "APERTO"
- "CHIUSO SU TERRA" con comando indipendente dall'operatore.

La costruzione del sezionatore impedisce la chiusura contemporanea su linea e su terra senza l'uso di blocchi a chiave. Il sezionatore sotto-carico e il sezionatore di terra sono facili da manovrare e sono interbloccati meccanicamente. L'accesso al comparto fusibili risulta possibile solo a derivazione chiuso a terra.

I trasformatori di corrente sono del tipo toroidale trifasi monoblocco. Sono montati all'esterno della capsula SF₆ a potenziale di terra, direttamente sugli isolatori passanti della derivazione. È possibile montare TA toroidali anche sui cavi di derivazione.

I trasformatori di tensione sono del tipo metallicamente incapsulati. Essi sono estraibili e vengono alloggiati all'esterno della capsula SF₆ sia sulla derivazione che sulle sbarre omnibus. I trasformatori di corrente e tensione per le celle misura possono essere del tipo convenzionale o del tipo combinato.

5.5.2 Trasformatore Aux BT/MT (Cabina Utente)

All'interno della Cabina di Consegna sarà presente il trasformatore in resina necessario per i servizi ausiliari di cabina.

Per il dettaglio sulla definizione dei trafi riferirsi all'elaborato **EL26_Layout impianto - Schema Unifilare**.

Il trasformatore avrà perdite a vuoto e a carico tali da rispettare il regolamento UE N.548/2014 "Regolamento concernente la progettazione ecocompatibile dei trasformatori".

Classificazione F1-C2-E2 in accordo alle norme CEI EN 60076-11:

- Autoestinguenti con bassa emissione di fumi (F1).
- Resistenti alle variazioni climatiche (C2).

- Resistenti all'umidità e all'inquinamento atmosferico (E2).

5.5.3 Quadro BT (Cabina Utente)

Il quadro dovrà avere grado di protezione almeno IP31 e dovrà contenere come minimo le seguenti apparecchiature:

- interruttore generale automatico;
- interruttori magnetotermici e magnetotermici differenziali per ogni singola partenza aux;
- scaricatori di sovratensione (SPD) opportunamente protetti da idoneo sezionatore con fusibili;
- apparato di misura dell'energia assorbita.

I quadri dedicati all'alimentazione di sistemi ausiliari, sistema di supervisione, sistema di raffreddamento, linee luce e FM, sistema di illuminazione e di videosorveglianza saranno installati all'interno di una locale dedicato nella cabina Utente.

5.5.4 UPS (Cabina Utente)

Al fine di garantire la continuità dell'alimentazione di tutti i carichi vitali quali, ad esempio, i circuiti ausiliari di comando, è prevista l'installazione di un gruppo statico di continuità (UPS) con apposite batterie.

Il gruppo di continuità dovrà essere dimensionato per la potenza complessiva richiesta (minimo 10 kVA) con un'autonomia di almeno 2 ore.

Gli accumulatori statici (batterie) saranno del tipo al Pb-Ca VRLA Gel (Piombo-Calcio), con totale assenza di manutenzione ed a costruzione ermetica.

Il pacco batterie dovrà essere installato all'interno di un rack dedicato direttamente collegato ad un sistema di estrazione dell'aria dedicato, opportunamente dimensionato per evitare che si formi all'interno una concentrazione di idrogeno potenzialmente esplosiva. Le batterie, alloggiare in strutture antisismiche dedicate, dimensionate correttamente per la zona sismica specificata, saranno alloggiare in sale dedicate dotate di due unità di ventilazione entrambe dimensionate per il 100% della portata d'aria da estrarre e una di backup all'altra.

5.6 Cavi di Potenza e Controllo

I cavi elettrici previsti saranno dimensionati secondo la normativa vigente in modo da garantire la caduta di tensione massima consentita durante il normale funzionamento. Il grado di isolamento dei cavi sarà conforme alla tipologia di posa ed al livello di tensione di impiego. I cavi di potenza e di controllo saranno specificati in conformità alle norme IEC di riferimento. Tutti i cavi ed i conduttori, in generale, dovranno essere rispondenti alle Norme costruttive stabilite dalla UNEL e forniti del Marchio Italiano di Qualità (IMQ). La colorazione delle guaine dei cavi e dei conduttori sarà rispondente alla CEI UNEL 00722-87.

I cavi selezionati saranno conformi alla normativa CPR (REGOLAMENTO 305/2011/UE) e verranno selezionati in accordo alle prescrizioni derivanti dal DPR 151/2011.

Tutti i cavi dovranno essere identificati mediante etichette chiaramente leggibili disposte prima del loro ingresso nel quadro e sul quadro stesso. Queste etichette dovranno essere in grado di resistere alle condizioni di installazione per almeno venti anni.

5.6.1 Tipologie di cavi da adottare

La distribuzione elettrica è realizzata con cavi dotati di marchio IMQ, opportunamente dimensionati e posati all'interno di vie cavi composte da tubazioni, cavidotti e passerelle metalliche idonee al tipo di posa.

seingim	RELAZIONE TECNICO DESCRITTIVA Terre del Reno Impianto Fotovoltaico	
----------------	---	---

Per le linee in Bassa Tensione saranno utilizzati cavi unipolari e multipolari a bassa emissione di fumi opachi e gas tossici (limiti previsti dalla Norma CEI 20-38 con modalità di prova previste dalla Norma CEI 20-37) e assenza di gas corrosivi.

Le caratteristiche minime dei cavi sono riportate nelle tabelle seguenti:

Cavi BT di campo	Tipologia di cavo	Tensione Nominale Uo/U	CPR (UE) n° 305/11
Cavi per collegamento Stringa	H1Z2Z2-K	1800 V d.c. - 1200 V a.c.	Eca
Cablaggio per il collegamento degli inverter di stringa a Quadro BT	TOPSOLAR PV SWA AL	1,8/ 3kV	Cca - s3, d1, a3
	FS17	450/750 V	
Impianto di terra	FS17	450/750 V	Cca - s3, d1, a3

TABELLA 11 – Caratteristiche minime cavi BT di campo

Cavi BT all'interno dei Cabinati CT – Non presidiati	Tipologia di cavo	Tensione Nominale Uo/U	CPR (UE) n° 305/11
- Illuminazione Normale e di emergenza; - Power distribution - Quadri, Trasformatori, controllo	FG16R16	0,6/1 kV	Cca - s3, d1, a3
	FS17	450/750 V	
Carichi vitali	FTG18(O)M16	0,6/1 kV	B2ca – s1a, d1, a1
Impianto di terra	FS17	450/750 V	Cca - s3, d1, a3

TABELLA 12 – Caratteristiche minime cavi BT per cabinati

I cavi di segnalazione e comando sono utilizzati per le interconnessioni operative, per la sicurezza e per il gathering dei dati del sistema. Sono previste le seguenti tipologie di cavo:

Cavi di Controllo all'interno di edifici elettrici, cabine elettriche ed all'esterno	Tipologia	CPR (UE) n° 305/11
Cavi controllo e segnalamento	Multipolare FG16OH2R16	Cca - s3, d1, a3
RS485 BUS	Cavo a coppie intrecciate e schermato a 4 fili cavo tipo Belden o similare	Cca - s3, d1, a3
Ethernet	Cat.6a FTP Ethernet - 10/100/1000 Mbit/s (1 Gbit/s)	Cca - s3, d1, a3
Ottico	Fibra ottica 24 o 48 fili monomodale (file spare: 6 or 9 - dielettrico anti-roditore per uso interno e armata per usi esterno) .	Cca - s3, d1, a3

TABELLA 13 – Caratteristiche minime cavi di controllo

La distribuzione principale avviene a 15 kV.

I Cavi di Media tensione verranno selezionati in accordo ai seguenti requisiti.

Cavi MT	Tipologia di cavo	Tensione Nominale U _o /U	CPR (UE) n° 305/11
Cavi MT per il collegamento tra CT e CU	RG26H1M16	12/20 kV	Cca-s1b,d1,a1
Cavo MT per il collegamento tra CU e cabina di consegna	RG26H1M16	12/20 kV	Cca-s1b,d1,a1

TABELLA 14 – Caratteristiche minime cavi MT

5.6.2 Tipologia di pose adottate

Le modalità installative delle condutture in cavo sono molteplici. I cavi possono essere installati in aria: a parete, in canalette ventilate, su passerelle.

La posa a cui viene associata maggiormente l'idea di cavo è quella direttamente interrata.

Per quanto riguarda la profondità d'interramento (intesa come la distanza tra il piano d'appoggio dei cavi e la superficie del suolo), essa deve essere crescente al crescere della tensione nominale del cavo.

In genere le minime profondità di posa dovrebbero essere:

- 0,5 m con $U_n \leq 1000$ V;
- 0,6 o 0,8 m con $1000 \text{ V} \leq U_n \leq 30 \text{ kV}$;
- 1,0 o 1,2 m con $U_n \geq 30 \text{ kV}$.

Si ponga attenzione al fatto che le cause di guasti in cavi terrestri sono imputabili al 50% a cause esterne ai cavi stessi come scavi e/o conficcamento di picchetti. Per evitare tali possibili danneggiamenti esterni, possono essere utilizzate delle protezioni meccaniche. Esse consistono nell'utilizzo di:

- lastre in c.a.;
- tegoli;
- tubo interrato;
- cunicolo interrato;
- condotti non apribili.

Tutti questi sistemi, a fronte di un maggior onere economico dovrebbero conseguire minori tassi di guasto.

Poiché, inoltre, le condutture in cavo vengono fornite dai costruttori avvolte in grosse bobine, dovranno essere realizzati giunti che sono molto più delicati vista la complessità costitutiva dei cavi.

Per i cavi BT e MT i giunti sono monoblocco retraibile a freddo o termo-elastici (retraibile a freddo la parte interna e guaina termo restringente come copertura esterna) o a resina iniettata (l'isolamento viene ricostruito mediante iniezione di resina epossidica che ripristina l'isolamento elettrico e l'igroscopicità).

Inoltre, i tracciati dei cavi non sempre possono essere rettilinei e si pone, quindi, il problema di quanto si possa curvare con il cavo. In termini più appropriati si parla di raggio di curvatura: essa deve essere tale da non provocare danni al cavo stesso. I raggi di curvatura, misurati sulla generatrice interna degli stessi, dipendono dalla tipologia del cavo e sono definiti dalla norma CEI 11-17: in generale vanno da 14 a 30 volte il diametro.

5.6.2.1 Sistema di passerelle metalliche

Le passerelle utilizzate per la distribuzione dei cavi sono del tipo a lamiera di acciaio forata, zincata a caldo dopo lavorazione (ottenuta per immersione in zinco fuso secondo la norma UNI EN ISO 1461) e dovranno essere conformi alla norma CEI 61537. La canalina è ribordata con profilo di sicurezza antitaglio, con fondo e fianchi forati con rapporto tra superficie forata e piena pari al 15% (considerando i soli fori sulla base e non quelli sui fianchi) per consentire un'adeguata circolazione d'aria e garantire più sicurezza di esercizio all'impianto. Il fondo è irrobustito da nervature di irrigidimento trasversali rivolte verso l'alto per aumentare le caratteristiche di resistenza allo spanciamiento.

Il sistema di passerelle metalliche sarà installato sulla struttura dei tracker.

5.6.2.2 Tubi protettivi per cavidotti

Tubo flessibile per cavidotto corrugato esternamente e liscio internamente, realizzato in polietilene ad alta densità (HDPE) in doppio strato coestruso conforme alle Norme CEI EN 50086-1 e CEI EN 50082-2-4/A1, resistenza allo schiacciamento 750 N ed a marchio IMQ, con giunzioni a manicotto, completo di pezzi speciali e materiali di uso e consumo per la posa.

I tubi protettivi sono interrati direttamente a una profondità idonea al tipo di posa e, in alcuni casi, protetti superficialmente con magrone. Tali tubi vengono utilizzati per le distribuzioni esterne.

5.6.2.3 Tubi in pvc rigidi o flessibili

Tubo in PVC rigido pesante colore grigio RAL 7035 di diametro pari a 20 mm, 25 mm e 32 mm per installazione a parete, resistenza alla compressione 1250 N, resistenza all'urto 2 kg da 100 mm (2 J), temperatura di installazione e di esercizio -5°C – +60°C, autoestinguente in meno di 30 sec, rispondente alle Norme CEI EN 61386-1 e CEI EN 61386-21.

Tubo flessibile in PVC con guaina spiralata autoestinguente colore grigio RAL 7035 di diametro da 16 mm a 50 mm per installazione a parete, temperatura di installazione e di esercizio -5°C - +60°C, rispondente alle Norme EN 60695-2-11: 850°C.

5.6.2.4 Scatole di derivazione e contenitori a parete

Scatole di derivazione a parete in PVC o in lega metallica di dimensioni adeguate, grado di protezione minimo IP55 e complete di pressacavi idonei, morsettiere. Rispondenti alle norme CEI 23-48 e CEI EN 60670-22.

Contenitori per l'installazione a parete di interruttori e prese standard italiano o prese tipo UNEL 30 2P+T 16A, grado di protezione IP40, rispondenti alla Norma CEI 23-48.

Per il progetto trattato vengono utilizzate le seguenti modalità di posa:

MODALITA' DI INSTALLAZIONE CAVI			
	Modalità di Posa	Disposizione	Norma di riferimento
<i>Cavi BT di stringa</i>	Cavo singolo in condotto o canalizzazione del cavo nel terreno	Posa in condotti nel terreno, distanza da condotto a condotto nulla	IEC 60346-5-52 Ed.4
<i>Cavi BT di collegamento tra quadro BT di CT e inverter distribuiti</i>	Cavi direttamente interrati nel terreno con protezione meccanica	Posa direttamente nel terreno, distanza tra cavi: 0,125 m	IEC 60364-5-52 Ed.3
<i>Cavi MT di collegamento tra CT e CU</i>	Cavi unipolari in tubo interrato (trifoglio)	Posa direttamente nel terreno, distanza tra cavi nulla	CEI 11-17
<i>Cavi MT di collegamento tra CU e CDC</i>	Cavi unipolari direttamente interrati con protezione meccanica (trifoglio)	Posa direttamente nel terreno	CEI 11-17

TABELLA 15 – Modalità installazione cavi

Per dettaglio pose utilizzate si faccia riferimento ai seguenti elaborati:

- **EL38_Cavi BT - Layout e dettaglio sezioni.**
- **EL39_Cavi MT - Layout e dettaglio sezioni.**

5.7 Gruppi di misura Fiscali

L'impianto sarà costituito da n.5 sezioni; pertanto, i seguenti gruppi di misura dovranno, come minimo, essere installati in accordo a quanto espressamente riportato nell'elaborato **EL26_Layout impianto - Schema Unifilare**.

In ognuna delle n.14 Cabine di Trasformazione sarà presente un misuratore di produzione sul quadro di BT in uscita da ogni trasformatore.

In Cabina di Consegna verrà installato un misuratore per la quantizzazione degli ausiliari della stessa cabina.

Sarà, inoltre, presente un contatore di energia scambiata con la rete (prelevata e immessa) che sarà ubicato in cabina di consegna.

I contatori fiscali e i relativi trasformatori di misura dovranno essere conformi alla direttiva europea MID (Measuring Instruments Directive 2014/32/UE); pertanto, la classe di precisione minima dei componenti richiesti dovrà essere conforme a tale direttiva e, quindi, anche alle prescrizioni della Agenzia delle Dogane.

I contatori dovranno essere in grado di mantenere in memoria i dati misurati e d'interfacciarsi con il sistema SCADA di impianto.

5.8 Impianto di illuminazione di sicurezza

Il sistema di illuminazione previsto è progettato in modo da consentire, ove necessario, l'attivazione di specifici settori.

I pali di illuminazione saranno posizionati presso gli accessi dell'impianto e in prossimità delle Cabine Utente e saranno dotati di telecamere a infrarossi che riducono al minimo l'utilizzo dell'illuminazione. L'illuminazione verrà attivata solo in caso di interventi di manutenzione straordinaria e in caso di eventuale intrusione.

I sistemi di sicurezza saranno installati in modo da salvaguardare la vita della fauna locale che potrebbe essere disturbata da un eccesso di illuminazione. L'illuminazione prevista sarà quella minima atta a consentire una visione efficace del perimetro attraverso le telecamere nei soli casi di attivazione del sistema antintrusione e attività straordinarie.

5.9 Rete di terra

Il sistema di messa a terra è stato preliminarmente progettato per le seguenti finalità:

- messa a terra di funzionamento dei sistemi elettrici (se necessario).
- protezione contro i contatti diretti e indiretti.
- protezione contro l'accumulo di cariche elettrostatiche.
- protezione contro i fulmini.

Nei luoghi con pericolo di esplosione o di incendio (se presenti) dovrà avere, inoltre, lo scopo di chiudere l'anello di guasto e/o di convogliare a terra le eventuali correnti di dispersione con modalità tali da evitare il formarsi di scintille o surriscaldamenti che possano provocare l'innescare di esplosioni o incendi.

Il sistema di messa a terra dovrà essere progettato e realizzato in accordo alle disposizioni imposte dalla normativa CEI vigente in materia. L'impianto di terra verrà realizzato attraverso collegamenti equipotenziali alle barre di terra a cui verranno collegati i conduttori di terra e i conduttori di protezione PE degli impianti elettrici. Si dovrà garantire che la resistenza di terra delle tubazioni metalliche per fluidi che possono portare alla formazione di cariche elettrostatiche, installate in aree pericolose, non sia superiore a 1 MΩ. Le varie parti metalliche, non esposte a parti in tensione, come ad es. le porte, le finestre, ecc. non dovranno essere collegati al sistema equipotenziale. I moduli prefabbricati dovranno essere già forniti di barre di messa a terra da poter collegare ai conduttori equipotenziali. Le apparecchiature elettriche verranno messe a terra come segue:

- strutture dei quadri: alla sbarra PE del quadro elettrico;
- trasformatori: all'anello di terra della cabina;
- motori degli inseguitori: come da prescrizioni del fornitore se compatibili alla normativa applicabile;
- motore a bassa tensione: carcassa collegata all'impianto di terra mediante un conduttore PE all'interno cavo di alimentazione collegato al PE del quadro;
- dispositivi di illuminazione: le parti metalliche dei porta lampada collegati al sistema di messa a terra tramite il conduttore PE all'interno del cavo di alimentazione;
- armatura dei cavi: al conduttore PE del quadro (schermo e armatura) su entrambe le estremità.

L'impianto sarà costituito da una corda di rame nuda, direttamente interrata, di sezione minima 35 mm² che collegherà tutte le cabine dell'impianto e la cabina di consegna.

All'impianto di terra saranno connessi i ferri di armatura dei basamenti di installazione delle Power Station, dei container e i ferri di armatura della cabina di consegna.

Le cabine elettriche avranno sul fondo un anello principale di messa a terra costituito da una barra di rame, protetta contro l'ossidazione, di sezione non inferiore a 120 mm². L'anello principale delle cabine sarà collegato all'impianto di terra almeno in 2 punti.

Inoltre, l'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico dovrà essere interconnesso con l'impianto di terra già esistente in almeno due punti.

All'impianto di terra saranno collegate le strutture metalliche di sostegno dei pannelli solari.

All'impianto di terra saranno collegate tutte le masse e le masse estranee con conduttori di idonea sezione (conduttori equipotenziali isolati, di colore giallo verde) in conformità alle prescrizioni della Norma CEI 50522 e della Norma CEI 64-8.

In generale, la protezione dai contatti indiretti dovrà essere assicurata dall'installazione nei singoli circuiti terminali di dispositivi differenziali coordinati con l'impianto di terra.

Per ulteriori dettagli si rimanda all'elaborato **EL27_Layout impianto - Layout e dettaglio impianto di terra**.

5.10 Sistema di protezioni

Il sistema di protezioni in generale dovrà garantire un adeguato livello di sicurezza in relazione alla:

- protezione delle persone nei confronti del rischio derivante dagli effetti della corrente elettrica sul corpo umano;
- protezione dei circuiti e delle apparecchiature da guasti o malfunzionamenti che potrebbero verificarsi;
- sicurezza del sistema elettrico nei confronti dell'interfacciamento dell'impianto con la rete elettrica nazionale. Il sistema dovrà rispettare le prescrizioni dettate dal Gestore di Rete Nazionale e dal gestore della SEU.

In particolare, per la protezione delle persone dovranno essere seguite le seguenti indicazioni:

• Protezione dai contatti diretti lato CC

Per il rischio di contatti diretti il campo fotovoltaico dovrà essere progettato come sistema isolato da terra IT. La separazione galvanica tra il lato CC e il lato CA verrà garantita dalla presenza del trasformatore bt/MT. In tal modo, affinché un contatto accidentale sia realmente pericoloso, occorrerà che entri in contatto con entrambe le polarità del campo. Il contatto con una sola polarità non ha praticamente conseguenze a meno che una delle polarità non sia casualmente a contatto con la massa.

• Protezione dai contatti accidentali sul lato CA

La protezione dai contatti diretti e indiretti o comunque da tensioni di passo e di contatto dovrà avvenire in accordo alla normativa vigente e in modo dedicato al sistema elettrico interessato. Al fine di garantire la protezione dai contatti indiretti dovranno essere previsti interruttori differenziali o interruttori con relè differenziali associati. Nel caso in cui la protezione contro i contatti indiretti venga effettuata per mezzo di interruttori magnetotermici, andrà verificato il valore dell'impedenza dell'anello di guasto Z_g . Inoltre, dovranno essere adottate altre misure di protezione come la realizzazione di una rete di terra primaria in grado di equipotenzializzare il terreno e ridurre la tensione totale di terra e l'utilizzo di relè di protezione attivi che garantiscono tempi di intervento accettabili.

• Protezione dalle sovracorrenti

Tutti i circuiti dovranno essere protetti dai cortocircuiti e dai sovraccarichi con la sola esclusione di:

- circuiti di eccitazione delle macchine rotanti (se presenti);
- circuiti di alimentazione di elettromagneti di sollevamento (se presenti);
- pompe antincendio (se presenti).

• Protezione da sovracorrenti sul lato CC

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito (l'unica sovracorrente che può manifestarsi) verrà assicurata dalla caratteristica tensione corrente dei moduli che limita la I_{cc} degli stessi a valori di poco superiori alla loro corrente nominale. Negli impianti fotovoltaici la corrente di cortocircuito non può superare la somma delle correnti di cortocircuito delle singole stringhe.

• Protezione da sovracorrenti sul lato CA

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analoga limitazione delle correnti in uscita dagli inverter sul lato CA. I cortocircuiti sul lato corrente alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi in riferimento al contributo alla corrente di corto circuito dato dalla rete MT. Per questo gli interruttori sul lato MT dovranno essere equipaggiati con protezioni generali di massima corrente e contro i guasti a terra opportunamente dimensionati e tarati per garantire un buon livello di selettività al corto circuito.

• Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, le scariche atmosferiche potrebbero provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti, in particolare gli inverter. Pertanto, il progetto prevedrà la realizzazione di un sistema di protezione dalle sovratensioni costituito da:

- limitatori di sovratensione per le principali linee elettriche in progetto;
- limitatori di sovratensione per la protezione di linee dati/segnale;
- limitatori di sovratensione per protezione di apparati sensibili (ad es. sistema di protezione antincendio, etc.).

Il sistema, nel suo complesso, sarà rispondente alla CEI EN 62305 e garantirà la protezione dalle scariche atmosferiche e dalle sovratensioni.

Inoltre, sarà assicurata la protezione contro le sovratensioni che si inducono direttamente nelle linee BUS per accoppiamento elettromagnetico con la corrente di fulmine in edifici.

Verranno debitamente evitati:

- parallelismi tra BUS e parti metalliche appartenenti a sistemi di protezione contro i fulmini;
- formazioni di spire costituite da linee BUS, linee elettriche e altre parti metalliche;
- collegamento a terra degli schermi.

Salvo diversamente specificato dalle normative locali, il sistema di protezione dovrà consentire alle Cabine elettriche di essere in grado di rimanere permanentemente connesse alla rete BT, MT e AT se i valori di tensione e frequenza al punto di consegna, risultano essere compresi nei range di valori comunicati dal GRN. L'appaltatore, nella fase di progetto esecutivo, dovrà validare la definizione del sistema di protezione. Quest'ultimo dovrà rispettare le prescrizioni dettate dal Gestore di Rete Nazionale e dal gestore della SEU.

La preferenza dovrà essere data alle protezioni multifunzionali capaci di poter essere interconnesse tra loro tramite bus di dati, per poterne effettuare il monitoraggio da remoto. Il sistema di protezione sarà in grado di impedire il funzionamento in "isola" dell'impianto fotovoltaico, in accordo alle prescrizioni del gestore della

rete locale e del Gestore della Rete Nazionale. Le protezioni d'interfaccia adottate, dovranno consentire all'inverter di riprendere automaticamente le condizioni operative normali alla fine di un disturbo che ne ha causato l'intervento (protezioni riarmo automatico). Le scelte dei TA e TV saranno basate sulle caratteristiche dei principali relè di protezione e sulle eventuali prescrizioni ricevute dal GRN. I relè dovranno resistere alla tensione di prova che sarà applicata durante il pre-commissioning e la messa in servizio delle apparecchiature. Durante la fase di progettazione esecutiva dovrà essere sviluppato un documento che mostra le caratteristiche tecniche di ogni circuito (cavi, interruttori, dispositivi di protezione) e i settaggi delle protezioni adottate per ognuno di essi. Lo schema di principio del sistema di protezione è rappresentato negli schemi unifilari di progetto.

5.11 Principali dispositivi dell'impianto

5.11.1 Distribution System Operator (DSO)

Qualsiasi soggetto individuato dall'Articolo 9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione.

5.11.2 Dispositivo Generale (DG)

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del DSO. Nel caso di impianto che presenti un'unica linea di alimentazione (immediatamente a valle del cavo di collegamento) il DG è unico.

5.11.3 Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

5.11.4 Dispositivo Di Rincalzo (DDR)

Apparecchiatura con idonea capacità di manovra, apertura e sezionamento, la cui apertura separa la rete del DSO dai gruppi di generazione del produttore nel caso di intervento delle Protezioni di Interfaccia e di mancata apertura del DDI. Il DDR è richiesto nei casi precisati dalla presente norma ed è asservito al Sistema di Protezione di Interfaccia e a una logica di controllo della corretta apertura dello stesso. Il produttore deve prevedere all'interno del proprio impianto uno o più DDR in modo da potere effettuare il rincalzo alla mancata apertura di tutti i DDI presenti.

Il DDR può coincidere con il Dispositivo Generale (in tal caso viene indicato con la sigla DGDDR), con il Dispositivo Di Generatore (in tal caso viene indicato con la sigla DDG-DDR) o con un altro dispositivo interposto tra i due (in tal caso viene indicato con la sigla DDR). Non può invece mai coincidere con il DDI. Qualora vi fossero più DDR, questi devono essere indicati con le sigle DDR1, DDR2, ecc.

5.11.5 Dispositivo Del Generatore (DDG)

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

5.11.6 Controllore Centrale d'Impianto (CCI)

Apparato le cui funzioni principali sono il monitoraggio dell'impianto, lo scambio dati fra l'impianto e il DSO ed eventuali ulteriori attori abilitati, ed inoltre la regolazione e il controllo dell'impianto stesso.

6. SISTEMA SCADA

Il sistema SCADA dovrà essere progettato per monitorare e controllare i parametri dell'impianto fotovoltaico attraverso l'acquisizione di dati in tempo reale e la memorizzazione di dati storici.

La filosofia progettuale da adottare deve essere quella di soddisfare primariamente la necessità di monitoraggio e rilevazione di possibili fault o non corretti funzionamenti che implicherebbero dei fermi dell'intero impianto, o parti di esso con conseguente perdita di produzione.

Il sistema SCADA dovrà essere progettato per una valutazione delle prestazioni puntuale e costante in conformità con la norma IEC 61724 e norme CEI 82-25 (2022-08) al fine di rilevare deviazioni dai valori ottimali di produzione di energia dell'impianto fotovoltaico.

La misura real time di tutti i parametri di impianto, la storicizzazione e l'analisi continua dei dati aggregati derivanti dall'elaborazione dei valori misurati sul campo consentirà di adottare metodologie di manutenzione preventiva per la riduzione di interventi manutentivi dovuti a guasti.

L'elevato numero di parametri misurati consentirà un controllo preciso e puntuale di tutte le aree e dell'intero campo FV.

7. CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO

Un Controllore di Centrale di Impianto (CCI) dovrà essere fornito per consentire all'operatore di rete (TSO) di gestire e controllare la potenza dell'impianto fotovoltaico in conformità al codice di rete locale.

Il CCI dovrà soddisfare i seguenti requisiti minimi:

- essere in grado di ricevere i valori di set point definiti dall'Operatore di Rete (TSO) e altri segnali secondo i requisiti del codice di rete locale;
- essere dotato di un numero adeguato di interfacce (analogiche, digitali e seriali) e supportare tutti i principali protocolli di comunicazione, come Modbus TCP/RTU, DNP3, IEC 60870-5-101, IEC 60870-5-104 e IEC 61850;
- fornire la possibilità di configurare manualmente i parametri in caso di necessità di interventi di manutenzione;
- essere in grado di comunicare tramite cavo in fibra ottica con tutte le stazioni di alimentazione/quadri ausiliari al fine di rilevare e impostare i valori operativi di ciascuna stazione di alimentazione/quadro ausiliario in modo che l'impianto fotovoltaico funzioni come un'unica unità produttiva;
- essere in grado di comunicare con i Dispositivi di Collegamento alla Rete (GCD) e il Sistema SCADA per la modifica di segnali/parametri in conformità ai requisiti dell'Operatore di Rete/codice di rete locale.

Il CCI dovrà poter espletare le seguenti funzioni:

- impostazione permanente o su richiesta al Punto di Consegna (POD) dei valori di potenza attiva, reattiva e/o del fattore di potenza;
- limitazione e controllo delle rampe di aumento e diminuzione della potenza attiva;
- riduzione automatica della potenza attiva alla frequenza di rete, definita secondo una curva caratteristica;
- riduzione della potenza.
- regolazione della potenza attiva in caso di differenza di frequenza;

- controllo della potenza reattiva notturna con impostazione su valori costanti e variabili.

I parametri comunemente monitorati saranno: potenza attiva, potenza reattiva, controllo della tensione, punti di settaggio della frequenza, stato e allarmi, e segnali/parametri CCI in conformità con i requisiti dell'Operatore di Rete e della documentazione del progetto.

Va sottolineato che la comunicazione, la connessione e l'interfaccia (sia hardware che software) tra l'Impianto Fotovoltaico e l'Operatore di Rete dovranno essere definite dal Codice di Rete locale.

8. SISTEMA DI MONITORAGGIO AMBIENTALE

Il sistema di monitoraggio ambientale (WMS) dovrà essere distribuito in tutto il sito fotovoltaico in modo che i suoi dati riflettano adeguatamente le condizioni meteorologiche nell'impianto fotovoltaico.

Il sistema di monitoraggio ambientale nel suo complesso dovrà misurare puntualmente i valori climatici e di irraggiamento dell'impianto fotovoltaico, e comunicarli al sistema SCADA per la valutazione della producibilità del sistema di produzione fotovoltaico. Il sistema nel suo complesso dovrà avere ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di autodiagnosi e autotuning.

Al fine di effettuare una corretta valutazione delle prestazioni dell'impianto, i valori di radiazione misurati sul campo, così come tutti gli altri dati climatici, dovranno essere valutati in modo adeguato.

Per poter effettuare una stima precisa della producibilità dell'impianto dovranno essere valutati in maniera puntuale i valori di irraggiamento presenti sul campo, oltre a tutti i restanti valori climatici del sito.

I dati ambientali acquisiti, insieme ai dati della piastra dell'impianto, dovranno essere utilizzati in conformità alle disposizioni della norma IEC 61724 e norme CEI 82-25 (2022-08) per la valutazione delle prestazioni dell'impianto.

I dati ambientali complessivi da monitorare includono:

- dati di radiazione sul piano orizzontale e sul piano del modulo fotovoltaico, sia sul lato anteriore che sul lato posteriore se necessario (piranometri, celle di riferimento che dovranno essere della stessa tecnologia dei moduli installati);
- temperatura dei moduli (PT 100);
- sporcizia sui moduli (sensori di rilevazione polvere);
- temperatura ambiente (PT 100);
- velocità del vento (Anemometro);
- direzione del vento (Anemoscopio);
- precipitazioni (Pluviometro);
- umidità dell'aria (Igrometro).