



# COMUNE DI LUCERA E FOGGIA

PROVINCIA DI FOGGIA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO AGRIVOLTAICO  
AVANZATO

**RICHIESTA DI AUTORIZZAZIONE UNICA**

D.Lgs. 387/2003

**PROCEDIMENTO UNICO  
AMBIENTALE (PUA)**

**VALUTAZIONE DI IMPATTO  
AMBIENTALE (VIA)**

D.Lgs. 152/2006 ss.mm.ii. (Art.27)  
*"Norme in materia ambientale"*

PROGETTO

LUCERA

DITTA

NVA 1 S.r.l.

Elaborato

24193-PD\_G-RT\_002\_00

Titolo dell'allegato:

Relazione Tecnica

Scala

-

REV.	DESCRIZIONE	DATA
00	Prima Emissione	25/06/2024

## CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

AGRIVOLTAICO  
AVANZATO

IMPIANTO

- Pannelli: 52.780 u
- Potenza complessiva: 38,00 MW
- Potenza unitaria: 720 W
- Connessione alla stazione di elevazione a 30/150kV

**Il progettista:**



ATS Engineering srl  
P.zza Giovanni Paolo II, 8 71017  
Torremaggiore (FG) 0882/393197  
atseng@pec.it

**Il proponente:**



NVA 1 S.r.l.  
Via Lepetit, 8 20045 Lainate (MI)  
nva.1@legalmail.it

**Il progettista:**

Seingim Global Service S.r.l.  
Vicolo degli Olmi, 57  
30022 - Ceggia (VE)  
0421/323007  
info@seingim.it

**seingim**

**Il tecnico:**

Ing. Eugenio Di Gianvito  
atsing@atsing.eu



LUCERA		
IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO 38,00 MW UBICATO NEL COMUNE DI LUCERA	Data:	25/06/2024
	Revisione:	00
	Codice Elaborato:	24193-PD_G-RT_002_00
Società:	NVA 1 S.r.l.	

Elaborato da:	Data	Approvato da:	Data Approvazione	Rev	Commenti
Seingim Global Service S.r.l.	25/06/2024	ATS Engineering S.r.l.	--/--/----	00	

**SOMMARIO**

<b>1.</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>3</b>
<b>2.</b>	<b>ABBREVIAZIONI, DOCUMENTI DI RIFERIMENTO, CODICI E STANDARD</b> .....	<b>5</b>
2.1	Abbreviazioni e acronimi .....	5
2.2	Normativa di riferimento .....	8
2.3	Unità di misura .....	14
<b>3.</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO</b> .....	<b>16</b>
3.1	Dati generali di progetto.....	16
3.2	Dati generali di progetto.....	18
3.2.1	Temperatura.....	18
3.2.2	Irradiazione e Irraggiamento.....	18
<b>4.</b>	<b>PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>19</b>
<b>5.</b>	<b>PROGETTAZIONE ELETTRICA</b> .....	<b>20</b>
5.1	Livelli di tensione e stato del neutro .....	20
5.2	Requisiti per le apparecchiature.....	20
5.2.1	Vita delle apparecchiature elettriche .....	20
5.2.2	Temperature di progetto delle apparecchiature elettriche.....	20
5.2.3	Classe di isolamento e di sovratemperatura.....	20
5.2.4	Condizioni operative .....	21
5.2.5	Dimensionamento delle apparecchiature.....	21
<b>6.</b>	<b>CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO</b> .....	<b>21</b>
6.1	Moduli fotovoltaici .....	21
6.2	Inverter di campo .....	23
6.3	Inseguitore solare.....	26
6.4	Cabine di Trasformazione .....	27
6.4.1	Quadro MT .....	28
6.4.2	Trasformatore elevatore BT/MT.....	28
6.4.3	Quadro BT.....	28
6.5	Cabina elettrica di Consegna.....	28
6.5.1	Quadro MT .....	29
6.5.2	Trasformatore Aux BT/MT .....	31
6.5.3	Quadro BT .....	31
6.5.4	UPS .....	32
6.6	Cavi di Potenza e Controllo .....	32
6.6.1	Tipologie di cavi da adottare .....	33
6.6.1.1	Sistema di passerelle metalliche .....	36
6.6.1.2	Tubi protettivi per cavidotti .....	36

6.6.1.3	Tubi in pvc rigidi o flessibili.....	36
6.6.1.4	Scatole di derivazione e contenitori a parete.....	36
<b>6.7</b>	<b>Gruppi di misura Fiscali .....</b>	<b>36</b>
<b>6.8</b>	<b>Impianto di illuminazione di sicurezza .....</b>	<b>37</b>
<b>6.9</b>	<b>Rete di terra .....</b>	<b>37</b>
<b>6.10</b>	<b>Sistema di protezioni .....</b>	<b>38</b>
<b>6.11</b>	<b>Principali dispositivi dell'impianto.....</b>	<b>40</b>
6.11.1	Distribution System Operator (DSO).....	40
6.11.2	Dispositivo Generale (DG).....	40
6.11.3	Dispositivo Di Interfaccia (DDI).....	40
6.11.4	Dispositivo Di Rincalzo (DDR) .....	40
6.11.5	Dispositivo Del Generatore (DDG).....	40
6.11.6	Controllore Centrale d'Impianto (CCI).....	41
<b>7.</b>	<b>SISTEMA SCADA .....</b>	<b>41</b>
<b>8.</b>	<b>CONTROLLORE CENTRALE DI IMPIANTO .....</b>	<b>41</b>
<b>9.</b>	<b>Sistema di monitoraggio ambientale.....</b>	<b>42</b>

## 1. PREMESSA

### UBICAZIONE INTERVENTO - INQUADRAMENTO TERRITORIALE ED URBANISTICO

L'intervento riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico, denominato "Lucera", nel Comune di Lucera, in Provincia di Foggia, e più precisamente in località "Costa S. Severo" che ha come obiettivo, oltre alla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la valorizzazione del paesaggio e l'inserimento al meglio del progetto all'interno del contesto paesaggistico in cui si trova.

L'impianto avrà complessivamente una potenza installata pari a **38.001,60 kWp**, distribuita in 52.780 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino HJT della potenza unitaria di 720 Wp, su un terreno prevalentemente pianeggiante di estensione di circa 47,24 ettari.

La connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN), proprietà di Terna Spa, sarà effettuata tramite una linea a 30 kV MT interrata fino ad arrivare alla stazione di elevazione 30/150 kV; da qui tramite linea interrata a 150 kV AT, sarà collegato alla stazione di futura realizzazione SSE "Palmori", situata nel comune di Lucera (FG). L'area per l'insediamento della sottostazione sarà oggetto di procedura di esproprio.

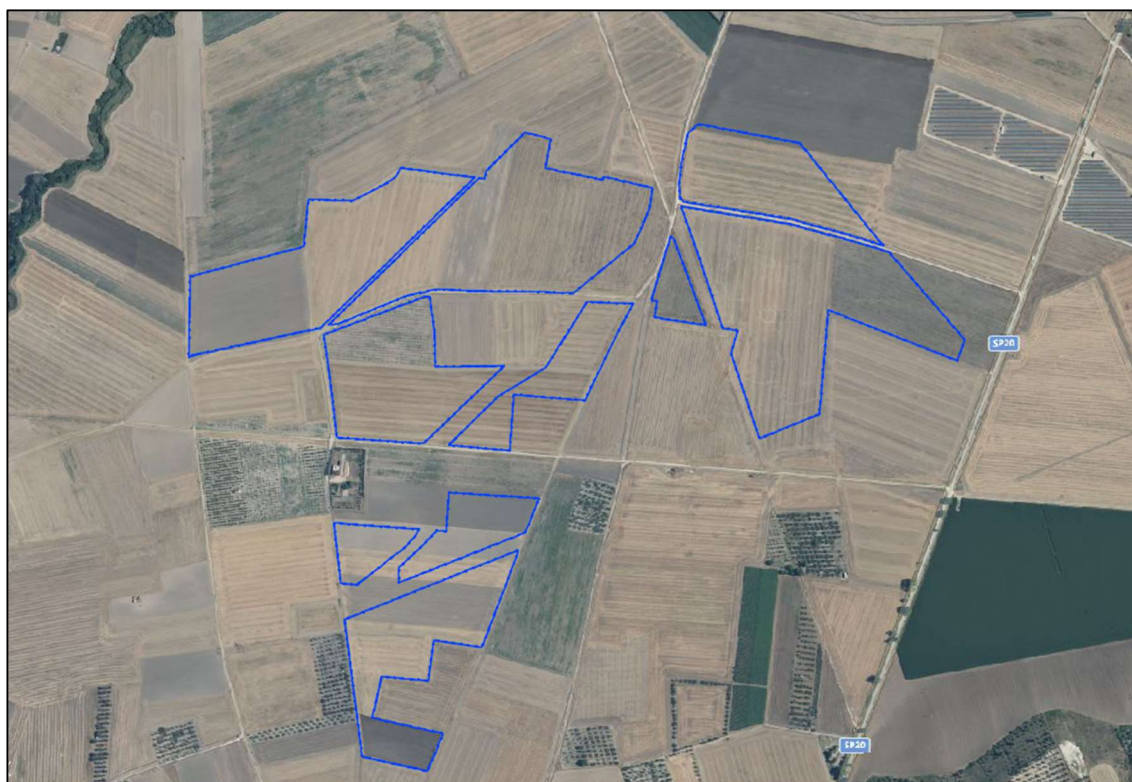


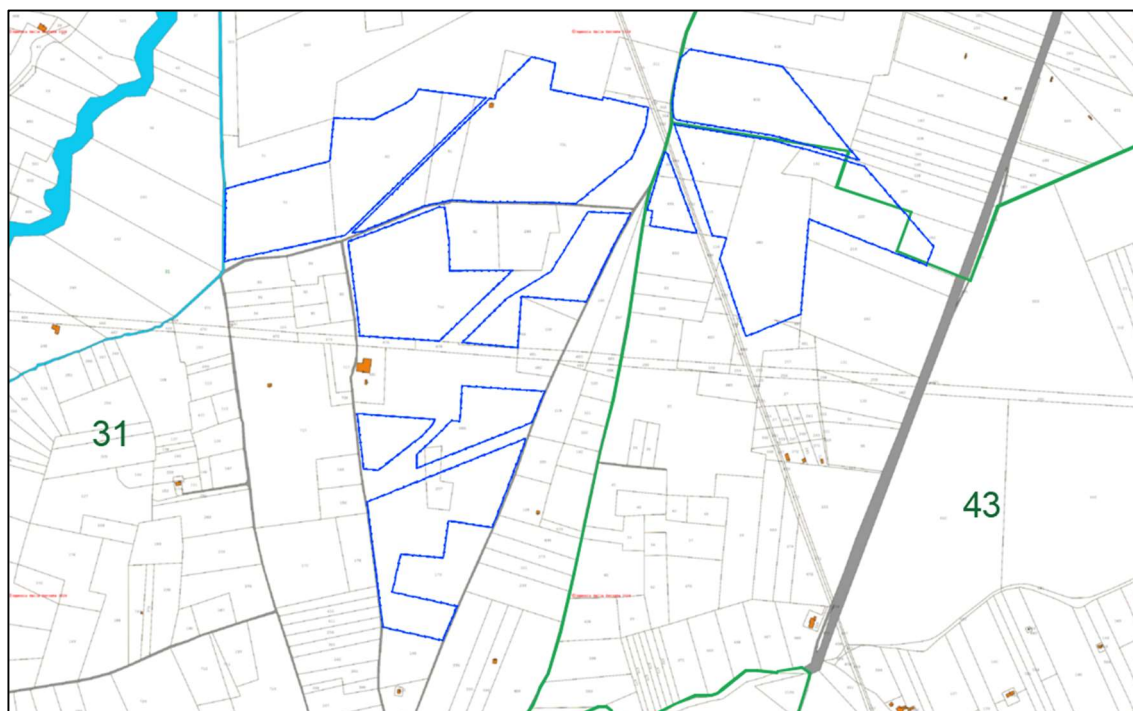
Figura 1 - Inquadramento su ortofoto

Il sito interessato dalla realizzazione dell'impianto ricade nel Catasto Terreni del Comune di Lucera al:

- Fg.31 P.Ile 73,60,61,731,744,599,257;
- Fg 43 P.Ile: 4, 192, 690, 691, 480, 220, 115;
- Fg 32 P.Ile: 831, 338,167,152;
- Stazione Terna "Palmori" di futura realizzazione Fg.38 P.Ile 164, 168

L'area in questione ha una superficie lorda di intervento di circa 47 ettari e si trova ad un'altitudine media di m 100 s.l.m.; le coordinate planimetriche, espresse con datum WGS84 e proiezione UTM 33 N sono lat. 41° 32' 1" N, 15° 21' 5" E.

Per la connessione alla rete nazionale è prevista una stazione di elevazione, situata nei pressi della Stazione Terna di futura realizzazione, località "Palmori" nel Comune di Lucera (FG), la quale verrà collegata mediante un cavidotto interrato a 150 kV, identificabile a livello catastale al Foglio 20 p.Ila 59.



*Figura 2 - Inquadramento su catastale*

Di seguito si riporta una tabella riepilogativa con i principali dati di progetto:

<b>Impianto</b>	Lucera
<b>Comune (Provincia)</b>	Lucera (FG)
<b>Coordinate (WGS84 33N)</b>	Latitudine: 41° 32' 1" N Longitudine: 15° 21' 5" E
<b>Superficie di impianto</b>	47,24 ha
<b>Potenza di picco</b>	38.001,60 kW <sub>p</sub>
<b>Tensione di sistema (CC)</b>	1.500 V
<b>Tensione di connessione</b>	Sottostazione di elevazione 30/150 kV
<b>Tipologia di impianto</b>	Impianto agrivoltaico avanzato - moduli solari installati su inseguitori monoassiali N-S (tracker) di tipo 2P
<b>Moduli</b>	N° 52.780 Silicio monocristallino HJT da 720 W <sub>p</sub>
<b>Inverter</b>	N°108 Inverter di stringa
<b>Tilt</b>	-25°/+25°
<b>Azimuth</b>	0° (Sud)
<b>Cabine di campo</b>	N°15 di tipo prefabbricate <ul style="list-style-type: none"> <li>• n°12 Cabine di trasformazione (STS) impianto PV</li> <li>• n°1 Cabina di consegna</li> <li>• n°1 Cabina di manutenzione e videosorveglianza</li> <li>• n°1 Cabina magazzino</li> </ul>

## 2. ABBREVIAZIONI, DOCUMENTI DI RIFERIMENTO, CODICI E STANDARD

### 2.1 Abbreviazioni e acronimi

Acronimo	Definizione
AC	Alternating Current
AT	Alta Tensione ( $V_n \geq 30000$ V)
AU	Autorizzazione Unica
Azimuth	Angolo di orientazione del modulo rispetto al meridiano corrispondente
BOS	Balance Of System (Bilancio di Sistema)
BT	Bassa Tensione ( $V_n \leq 1000$ V <sub>ac</sub> / 1500 V <sub>cc</sub> )
CA	Corrente Alternata
CAPEX	Capital Expenditure
CC	Corrente Continua
CVN	Consorzio Venezia Nuova



Acronimo	Definizione
DDG	Dispositivo di generatore
DDS	Documentation Data Sheet
DG	Dispositivo Generale
DHI	Diffuse Horizontal Irradiation
DI	Dispositivo d'Interfaccia
DSO	Disribution System operator
EPC	Engineering Procurement and Construction
FV	Agrivoltaico
GHI	Global Horizontal Irradiation
GIS	Gas Insulated System
GRN	Gestore di Rete Nazionale
GTI	Global Tilted Irradiation (GTI)
GWh	Giga Watt-ora ( $10^9$ Wh)
HMI	Human Machine Interface
HVAC	Heating, Ventilation and Air Conditioning
IEC	International Electrotechnical Commission
ISS	Integrated Security System
KoM	Kick-off Meeting
kWh	kilo Watt-ora ( $10^3$ Wh)
kWp	kilo Watt di picco ( $10^3$ W <sub>p</sub> )
LAN	Local Area Network
MPPT	Maximum Power Point Tracker
MT	Media Tensione ( $1000 V_{ad}/1500V_{cc} \leq V_n \leq 30000 V$ )
MTR+PS	Main Technical Room + Power Station (Cabina elettrica di connessione, conversione e trasformazione dell'energia)



Acronimo	Definizione
MVA	Mega Volt Ampere
MW <sub>ac</sub>	Power available at solar plant battery limits
MWh	Mega Watt-ora (10 <sup>6</sup> Wh)
MW <sub>p</sub>	Mega Watt di picco (10 <sup>6</sup> W <sub>p</sub> )
NOCT	Normal Operating Cell Temperature
O&M	Operation & Maintenance
OPEX	Operating Expenditure
PLC	Programmable Logic Controller
POC	Point Of Connection
POD	Point of Delivery (Punto di consegna dell'energia)
PPA	Power Purchase Agreement
PR	Performance Ratio
QSSAA	Quadro servizi ausiliari
RTU	Remote Terminal Unit
SB	String Box (Quadro di parallelo stringhe in corrente continua)
SCADA	Supervisory Control and Data Acquisition
SI	Sistema Internazionale di unità di misura
SIA	Studio di Impatto Ambientale
SPI	Sistema di Protezione di Interfaccia
SPP	Solar Power Plant
SPV	Special Purpose Vehicle
SPVM	Solar photovoltaic module
ss.mm.ii.	Successive modifiche ed integrazioni
SSAA	Servizi ausiliari
STC	Standard Test Condition

Acronimo	Definizione
TICA	Testo Integrato delle Connessioni Attive
Tilt	Angolo d'inclinazione del modulo sul piano orizzontale
TISP	Testo Integrato lo Scambio sul Posto
UPDM	Unità Periferica di Difesa e Monitoraggio
UPS	Uninterruptible power supply (Gruppo di continuità di alimentazione)
UV	Ultraviolet
VIA	Valutazione di Impatto Ambientale
VRLA	Valve Regulated Lead Acid
WMS	Weather Monitoring System
$W_p$	Watt di picco (potenza massima di un dispositivo agrivoltaico sotto un irraggiamento solare di 1000 W/m <sup>2</sup> )

## 2.2 Normativa di riferimento

I progetti dovranno rispettare tutte le leggi e i regolamenti regionali e comunali in vigore. Di seguito è fornita una lista non esaustiva.

### Legislazione e normativa nazionale in ambito di Ambiente, Salute e Sicurezza sul lavoro

- D.lgs. 9 aprile 2008, n. 81 e s.m.i. Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro.
- Decreto del ministero dello sviluppo economico 22 gennaio 2008, n. 37 Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici.
- D.P.R. n. 151 del 1 agosto 2011: "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi, a norma dell'articolo 49 comma 4-quater, decreto legge 31 maggio 2010, n.78 convertito con modificazioni, dalla legge 30 luglio 2010, n.122".
- DLgs 152/06 e ss.mm.ii. Testo Unico Ambientale.

### Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i..
- (Attuazione dell'articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).
- CEI EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici).
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici).
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici).
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici.
- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori.

### Sicurezza 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.
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici.
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari.
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario.
- CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori.
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects.
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems.
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP).
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola produzione distribuita.
- CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature.

### Parte fotovoltaica

- ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels.
- IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols.
- CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione".
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino.
- CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.
- CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento.
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione.

- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento.
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura.
- CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto.
- CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici.
- CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo agrivoltaico.
- CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari.
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda.
- CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida.
- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida.
- CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV).
- CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza.
- CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV).
- CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete.
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V.
- CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

### Quadri elettrici

- CEI EN 61439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS).
- CEI EN 61439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD.

### Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata.
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo.
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante.
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro-generatori.
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici.
- CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica.

### Cavi, cavidotti e accessori

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV.
- CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV.
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria.
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata.
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione.
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente.
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV.
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali.
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi. Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati.
- CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche.
- CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori.
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali.
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori.
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori.
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori.

### Conversione della Potenza

- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione.

- CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali.
- CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori.
- CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza.

### Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione.
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove.
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali.
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio.
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone.
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture.

### Dispositivi di Potenza

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua.
- CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza.
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata.
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e simili - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua.
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali.
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici.
- CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori– Contattori e avviatori elettromeccanici.

### Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC.
- CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione.
- 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 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione.
- CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali.
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase).

- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti –Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione.
- CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase.
- CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera.
- CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche -Immunità per gli ambienti industriali.
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche -Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera.
- CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali.

### Energia solare

- UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta.
- UNI EN ISO 9488 Energia solare – Vocabolario.
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici.

### Sistemi di misura dell'energia elettrica

- CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparat di misura.
- CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2).
- 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).
- CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S).
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B).
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).
- CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità - Temperatura ed umidità elevate.



### 2.3 Unità di misura

Le unità di misura sono il sistema SI.

UNITA FONDAMENTALI			
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI
Intensità di corrente elettrica	$I, i$	ampere	A
Intensità luminosa	$I_v$	candela	cd
Lunghezza	$L$	metro	m
Massa	$M$	chilogrammo	kg
Quantità di sostanza	$N$	mole	mol
Temperatura termodinamica	$T$	kelvin	K

Tabella 1 - Unità fondamentali SI

UNITA DERIVATE				
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
area	$A$	metro quadro	$m^2$	$m^2$
volume	$V$	metro cubo	$m^3$	$m^3$
velocità	$v$	metro al secondo	m/s	$m \cdot s^{-1}$
accelerazione	$a$		$m/s^2$	$m \cdot s^{-2}$
velocità angolare	$\omega$			$rad \cdot s^{-1}$
accelerazione angolare	$\alpha, \varpi$			$rad \cdot s^{-2}$
frequenza	$f, \nu$	hertz	Hz	$s^{-1}$
forza	$F$	newton	N	$kg \cdot m \cdot s^{-2}$
pressione	$p$	pascal	Pa	$N \cdot m^{-2}$

UNITA DERIVATE				
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
energia, lavoro, calore, entalpia	$E, W/L, Q, H$	joule	J	$N \cdot m$
potenza	$P$	watt	W	$J \cdot s^{-1}$
viscosità dinamica	$\mu, \eta$	poiseuille	Pl	$Pa \cdot s$
carica elettrica	$q$	coulomb	C	$A \cdot s$
potenziale elettrico, forza elettromotrice, tensione elettrica	$V, fem$	volt	V	$J \cdot C^{-1}$
resistenza elettrica	$R$	ohm	$\Omega$	$V \cdot A^{-1}$
conduttanza elettrica	$G$	siemens	S	$A \cdot V^{-1}$
capacità elettrica	$C$	farad	F	$C \cdot V^{-1}$
densità flusso magnetico	$B$	tesla	T	$V \cdot s \cdot m^{-2}$
flusso magnetico	$\Phi(B)$	weber	Wb	$V \cdot s$
induttanza	$L$	henry	H	$V \cdot s \cdot A^{-1}$
temperatura	$T$	grado Celsius	$^{\circ}C$	K
angolo piano[8]	$\alpha, \varphi, \theta$	radiante	rad	1
angolo solido[8]	$\Omega$	steradiano	sr	1
flusso luminoso	$\Phi(l)$	lumen	lm	$cd \cdot sr$
illuminamento	$E_l$	lux	lx	$cd \cdot sr \cdot m^{-2}$
potere diottrico	$D_o$	diottria	D	$m^{-1}$
attività di un radionuclide[9]	$A_R$	becquerel	Bq	$s^{-1}$
dose assorbita	$D$	gray	Gy	$J \cdot kg^{-1}$

UNITA DERIVATE				
Grandezza fisica	Simbolo della grandezza fisica	Nome dell'unità SI	Simbolo dell'unità SI	Equivalenza in termini di unità fondamentali SI
dose equivalente, dose efficace	$H, E_H$	sievert	Sv	$J \cdot kg^{-1}$
attività catalitica		katal	kat	$mol \cdot s^{-1}$

Tabella 2 - Unità derivate SI

I seguenti prefissi potranno essere utilizzati come segue:

k :  $10^3$

M :  $10^6$

G :  $10^9$

### 3. DESCRIZIONE DEL PROGETTO

#### 3.1 Dati generali di progetto

L'impianto, di potenza nominale pari a 38.001,60kW<sub>p</sub>, come già anticipato in premessa, sarà allacciato alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) proprietà di Terna Spa tramite una linea a 30 kV MT interrata fino ad arrivare alla stazione di elevazione 30/150 kV; da qui tramite linea interrata a 150 kV AT, sarà collegato alla stazione di futura realizzazione SSE "Palmori", situata nel comune di Lucera (FG).

L'impianto presenterà i seguenti componenti:

- N° 52.780 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino (potenza nominale di 720 Wp), installati su inseguitori assiali in configurazione 'portraite' (in orizzontale), saranno orientati in direzione Nord a Sud e avranno un'inclinazione variabile in base al percorso del sole durante il giorno con angolo variabile rispetto all'orizzontale ('tilt') di  $-25^\circ/+25^\circ$ .
- I moduli impiegati saranno suddivisi in dieci aree recintate secondo la planimetria inserita nel presente progetto definitivo e secondo le quantità indicate in seguito:

Area	n. moduli	Potenza di picco
Area 1	8.736	6.289,92 kW <sub>p</sub>
Area 2	10.530	7.581,60 kW <sub>p</sub>
Area 3	4.706	3.388,32 kW <sub>p</sub>
Area 4	12.376	8.910,72 kW <sub>p</sub>
Area 5	520	374,40 kW <sub>p</sub>
Area 6	2.002	1.441,44 kW <sub>p</sub>

Area 7	5.902	4.249,44 kW <sub>p</sub>
Area 8	936	673,92 kW <sub>p</sub>
Area 9	1.794	1.291,68 kW <sub>p</sub>
Area 10	5.278	3.800,16 kW <sub>p</sub>

Tabella 3 - Sommario dei principali dati di progetto suddivisi per 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 agrivoltaico a terra che impiega pannelli fotovoltaici in silicio cristallino.
- N°12 Cabine di trasformazione 'STS' 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. Le stesse verranno equipaggiate da:
  - un quadro BT per la protezione delle linee degli inverter;
  - un trasformatore elevatore 0,8/30 kV;
  - un quadro MT;
  - Dispositivi di Interfaccia (DDI), Sistemi di Protezione d'Interfaccia (SPI) e i gruppi di misura;
  - un quadro ausiliari cabina con UPS da 10kVA.
- N°1 Cabina di consegna MT, equipaggiata con:
  - un quadro principale MT dedicato in cui saranno installati gli scomparti di arrivo delle cabine di trasformazione;
  - l'alimentazione dei servizi ausiliari (con relativo trasformatore MT/BT);
  - dispositivi di comunicazione e controllo incluso un controllore Centrale d'Impianto (CCI), installato in MTR, 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;
  - quadro MT esistente n°1 analizzatore di rete con i rispettivi TA/TV di misura;
  - tutte le apparecchiature elettriche necessarie alla protezione delle linee interne e all'immissione dell'energia prodotta in Rete.

### 3.2 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).

#### 3.2.1 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 aria media[°C]
Gennaio	7.88
Febbraio	8.38
Marzo	11.40
Aprile	14.36
Maggio	19.73
Giugno	24.56
Luglio	27.43
Agosto	27.13
Settembre	21.73
Ottobre	17.80
Novembre	12.71
Dicembre	9.04

I dati riportati sono stati confrontati con altri database presenti all'interno del programma; non emergono grosse discrepanze per quanto riguarda le temperature minime e massime riscontrate.

Pertanto, le temperature assunte per il progetto saranno:

- Temperatura minima di progetto: -10 °C
- Temperatura massima di progetto: 40 °C

#### 3.2.2 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 <sup>2</sup> ]
Gennaio	78.2
Febbraio	104.5
Marzo	167.4
Aprile	193.1

Maggio	248.8
Giugno	263.5
Luglio	282.8
Agosto	255.5
Settembre	184.9
Ottobre	140.4
Novembre	78.5
Dicembre	64.6
<b>Annuale</b>	<b>2062.1</b>

#### 4. PRODUCIBILITÀ DELL'IMPIANTO

Per il progetto ed il sito in oggetto, è stato utilizzato per l'elaborazione statistica della stima di radiazione solare, dati satellitari di lungo periodo del database PVGYS SARA2.

Stabilita la disponibilità solare e le perdite dell'impianto, è possibile calcolare la producibilità di energia elettrica annua. Il calcolo è stato effettuato mediante software PVsyst.

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 a livello dei punti di consegna 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	Lucera
Potenza di picco fotovoltaica	38.001,60 kW <sub>p</sub>
Irraggiamento medio annuo sul piano dei moduli	1.837,50 kWh/m <sup>2</sup>
Producibilità annua <sup>1</sup>	62.897,85 MWh/anno
Producibilità specifica	1.655 kWh/kW <sub>p</sub> /anno
Performance Ratio (PR)	90,08%
Disponibilità d'esercizio	98% (assunzione)
Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici	LID medio 1,3%

Tabella 4 - Risultati dell'analisi di producibilità

<sup>1</sup> il valore della producibilità annua e della producibilità specifica è riferita al primo anno di esercizio

Per il dettaglio della simulazione effettuata mediante il software PVsyst, riferirsi al report allegato alla relazione di calcolo.

## 5. PROGETTAZIONE ELETTRICA

### 5.1 Livelli di tensione e stato del neutro

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

Parametro	Valore
Massima tensione CC	1500 V <sub>cc</sub>
Distribuzione in Alta Tensione	30 kV $\pm$ 5%, 50 Hz-3 ph
Distribuzione in Bassa Tensione	800/230 V <sub>ac</sub> $\pm$ 5%, 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N
Circuiti luce e forza elettromotrice	800/230 V <sub>ac</sub> , 50 Hz-3 ph+N/1 ph+N
Sistema AC UPS	800/230 V <sub>ac</sub> $\pm$ 1% 50 Hz

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 %.

### 5.2 Requisiti per le apparecchiature

#### 5.2.1 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 30 anni. I materiali dovranno essere progettati per garantire massima la massima affidabilità e disponibilità di impianto in accordo alle prescrizioni contrattuali.

#### 5.2.2 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.

#### 5.2.3 Classe di isolamento e di sovratemperatura

In Tabella 5 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 MT Avvolgimenti BT	F F	B (80K) F (100K)

Tabella 5 - Classe di isolamento e di sovratemperatura delle apparecchiature

### 5.2.4 Condizioni operative

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

### 5.2.5 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	< 20%
Livello di sovradimensionamento gruppi elettrogeni (se presenti)	+0%

Tabella 6 - Livelli massimi di sovradimensionamento

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.

## 6. CARATTERISTICHE DEI PRINCIPALI COMPONENTI DI IMPIANTO

### 6.1 Moduli fotovoltaici

La proponente in questa fase ha individuato principalmente moduli monocristallini.

L'installazione prevista è su inseguitori solari Est-Ovest  $-25^{\circ}/+25^{\circ}$ . Il numero di moduli previsti in progetto è di 52.780.

I moduli fotovoltaici proposti, provvisti di marchiatura CE e di primario costruttore mondiale, sono realizzati con celle di silicio monocristallino HJT 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
- Garanzia di 12 anni sui difetti di fabbricazione - Common Equity Tier1.

I moduli dovranno, inoltre, garantire un decadimento lineare non superiore allo 0.45%.

I moduli saranno garantiti 12 anni dal fornitore.

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 agrivoltaico sarà di 720 W<sub>p</sub>.**

Si riportano le caratteristiche tecniche del pannello agrivoltaico tipico.

**ELECTRICAL PARAMETERS @ STC**

Max. Power Output Pmax (W)	700	705	710	715	720
Power Tolerance	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%	0~+3%
Max. Power Voltage Vmp (V)	43.00	43.23	43.46	43.68	43.91
Max. Power Current Imp (A)	16.28	16.31	16.34	16.37	16.40
Open Circuit Voltage Voc (V)	50.31	50.51	50.71	50.91	51.11
Short Circuit Current Isc (A)	17.21	17.23	17.25	17.27	17.29
Module Efficiency (%)	22.54	22.70	22.86	23.02	23.18

\*STC (Standard Test Condition): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5  
\*Measurement Tolerance (±3.0%)

**Integrated Power @ STC (Reference to 710W front)**

Power Gains	5%	10%	15%	20%	25%
Max. Power Output Pmax (W)	746	781	815	850	886
Max. Power Voltage Vmp (V)	43.46	43.46	43.36	43.36	43.36
Max. Power Current Imp (A)	17.16	17.97	18.79	19.61	20.43
Open Circuit Voltage Voc (V)	50.71	50.71	50.81	50.81	50.81
Short Circuit Current Isc (A)	18.11	18.98	19.84	20.70	21.58

**TEMPERATURE COEFFICIENTS**

Temperature Coefficients of Pmp	-0.24%/°C
Temperature Coefficients of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficients of Isc	+0.047%/°C

**MECHANICAL PARAMETERS**

Cell Type	HJT 210x105mm
Number of Cells	132pcs(6x22)
Dimensions ( L*W*H )	2384x1303x33mm
Weight	38.3kg
Frame	Anodised Aluminum
Junction Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable, Length	4.0mm <sup>2</sup> , 300mm

**OPERATING CONDITION**

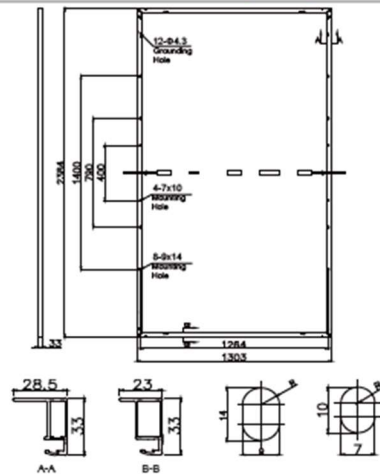
Maximum System Voltage(V)	1500(DC)
Operating Temperature(°C)	-40~+85
Max. Wind Load / Snow Load(Pa)	2400/5400
Max. Series Fuse Rating(A)	35
Fire Rating	Class A
Bifaciality	90±5%
NOCT	45°C

**PACKAGE INFORMATION**

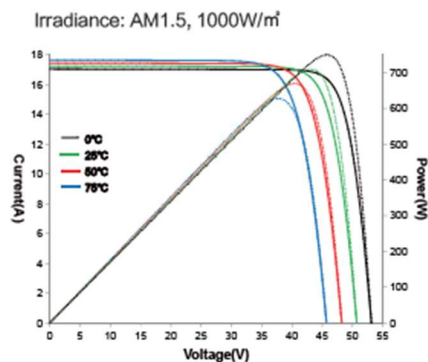
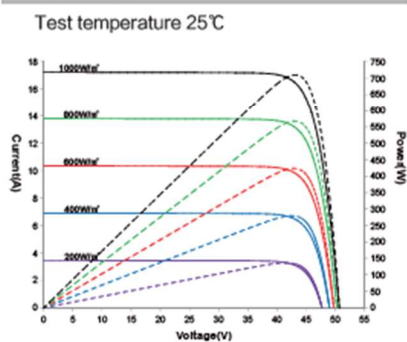
Container 40'HQ	504pcs
Quantity / Pallet	33pcs
Package size: 1310x1100x2520mm; Net weight: 1263.9kg; Gross weight: 1307.4kg	

Ver: 20230415

**ASSEMBLY DRAWING (Unit:mm)**



**I-V CURVES**



**6.2 Inverter di campo**

I gruppi di conversione sono basati su inverter di stringa 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 agrivoltaico.

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 agrivoltaico (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 (a 70°C) e massima (a -10°C) di massima potenza (MPP).
- Tensione massima di sistema (considerando la massima tensione a circuito aperto a -10°C).
- Massima corrente in ingresso (a 70°C) 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)	$< 1500 V_{dc}$
$V_{MPP} @-10^{\circ}C$ (V)	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{MPP} @STC$ (V)	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{MPP} @70^{\circ}C$ (V)	All'interno del range indicato dal produttore
$V_{OC} @-10^{\circ}C$ (V)	$\leq 1500 V_{dc}$
$I_{MPP} @70^{\circ}C$ per INVERTER (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore
$I_{MPP} @70^{\circ}C$ per MPPT (A)	Inferiore alla massima corrente indicata dal produttore

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

- Il rapporto **DC/AC** non dovrà essere superiore a **1.25** calcolato tenendo conto della potenza massima attiva in uscita dal circuito in AC.
- 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 26 moduli ciascuna e quindi connesse 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 mm<sup>2</sup>, attestato sui morsetti di ingresso dell'inverter di stringa.

Viene sotto riportato il datasheet dell'inverter utilizzato in fase di dimensionamento preliminare:

SUN2000-330KTL-H1  
Technical Specifications

Efficiency		
Max. Efficiency		≥ 99.0%
European Efficiency		≥ 98.8%
Input		
Max. Input Voltage		1,500 V
Number of MPP Trackers		6
Max. Current per MPPT		65 A
Max. Short Circuit Current per MPPT		115 A
Max. PV Inputs per MPPT		4/5/5/4/5/5
Start Voltage		550 V
MPPT Operating Voltage Range		500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage		1,080 V
Output		
Nominal AC Active Power		300,000 W
Max. AC Apparent Power		330,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		330,000 W
Nominal Output Voltage		800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		216.6 A
Max. Output Current		238.2 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ~ 0.8 LD
Total Harmonic Distortion		THD, < 1% (Rated)
Protection		
Smart String-level Disconnection (SSLD)		Yes
Smart Connector-level Detection (SCLD)		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Detection		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Detection Unit		Yes
Communication		
Display		LED Indicators, WLAN + APP
USB		Yes
MBUS		Yes
RS485		Yes
General		
Dimensions (W x H x D)		1,048 x 732 x 395 mm
Weight (with mounting plate)		≤ 112 kg
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating		4,000 m
Relative Humidity		0 ~ 100% (Non-condensing)
DC Connector		HH45MM4TMSPA / HH45FM4TMSPA
AC Connector		Support OT / DT Terminal (Max. 400 mm <sup>2</sup> )
Protection Degree		IP 66
Anti-corrosion Protection		CS-Medium
Topology		Transformerless
Standards Compliance		
IEC 62109-1/-2, IEC 62920, IEC 60947-2, EN 50549-2, IEC 61683, etc.		

### 6.3 Inseguitore solare

Per il sostegno dei Moduli Fotovoltaici sarà utilizzato un inseguitore solare monoassiale (Tracker) disposto lungo l'asse Nord -Sud dell'impianto agrivoltaico, 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 da un minimo di n.26 ad un massimo di n.52 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:

- 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%

#### 6.4 Cabine di Trasformazione

Le cabine di trasformazione hanno la funzione di elevare la tensione da bassa ('BT') a media tensione ('MT').

All'interno di ciascuna cabina 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.

La potenza complessiva sarà di circa 3,3 MVA con tensione lato MT 30 kV e tensione lato BT pari alla tensione nominale dell'inverter scelto.

Il primario del trasformatore sarà quindi inserito nel sistema di distribuzione a 30 kV interno all'impianto secondo le modalità individuate nei paragrafi successivi.

La Cabina di trasformazione è dotata di

- N°1 trasformatore MT isolato in olio 30/0,8kV.
- N°1 Quadro BT per connessione agli inverter di stringa.
- N°1 quadro per i servizi ausiliari.
- N°1 quadro MT 30 kV composto da tre/quattro celle configurate 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).
- Impianto di terra.
- Rilevatori di incendio.
- Impianto antiincendio.
- 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 cabinetati 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 cabine di trasformazione 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 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 cabinetati 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 cabine di trasformazione riferirsi al documento **24193-PD\_G-EG\_035 - Piante, sezioni e particolari costruttivi cabina di trasformazione.**



#### 6.4.1 Quadro MT

All'interno delle Cabine Transformer Station sarà presente un quadro di alta tensione installato a monte del trasformatore elevatore. 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 metallici.

#### 6.4.2 Trasformatore elevatore BT/MT

All'interno della Cabina Power Station sarà presente il trasformatore in resina necessario per elevare la tensione in uscita dai convertitori. La potenza nominale del trafo presente nelle singole cabine di trasformazione sarà Dy-36/0,8 kV da 3,3 MW

Per il dettaglio sulla definizione del trafo riferirsi al documento **24193-PD\_G-EG\_032\_00 - Schema elettrico unifilare di impianto**.

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).

#### 6.4.3 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/Sezionatore motorizzato per singolo inverter che svolge funzione di Dispositivo Di Interfaccia (DDI)
- Sistema di monitoraggio e comando remoto via RS485 per interruttore motorizzato.
- Modulo misure su interruttore motorizzato, TA e TV di misura dell'energia prodotta.

In particolar modo, se il quadro avrà una corrente di cortocircuito alle sbarre  $\geq 50$  kA dovrà essere dimensionato per contenimento dell'arco interno (IAC). IAC deve essere valutato calcolando il guasto delle sbarre. Non è accettato 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).

#### 6.5 Cabina elettrica di Consegna

La cabina di consegna prevista da progetto costituirà la cabina di raccolta della linea MT proveniente dall'impianto agrivoltaico.

La cabina di consegna MT è stata progettata per la connessione alla rete elettrica TERNA, prefabbricata o assemblata in loco, cabina in muratura e locali cabina situati in edifici civili.

In essa ci saranno 4 locali:

- Locale consegna
- Locale Misure
- Locale utente, diviso in:
  - Locale Utente

- Locale Trafo ausiliari

In essa, infatti, verranno allestite tutte le apparecchiature necessarie per il sezionamento e la protezione delle linee interne agli impianti.

In particolare, si prevedono i seguenti allestimenti:

- quadro MT a 30 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.

Il cabinato avrà resistenza alla corrosione **C5M** in accordo alle ISO 12944.

### 6.5.1 Quadro MT

All'interno della Cabina di consegna sarà presente un quadro di alta 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  $V_n = 26-45$  kV
- Tensione di isolamento  $V = 52$  kV
- Tensione di prova a impulso (BIL)  $V = 170$  kV
- Corrente di corto circuito  $I_{cc} = 25$  kA  $\Delta t = 1$  s o  $I_{cc} = 31,5$  kA  $\Delta t = 0,5$  s
- Struttura portante con lamiera in acciaio con spessore  $\geq 2$  mm
- Celle per apparecchiature di interruzione automatica con 3 poli indipendenti, meccanicamente legati e aventi ciascuno un involucro isolante di tipo "sistema a pressione sigillato" (CEI 17.1 allegato EE)

- Interruttori predisposti per ricevere l'interblocco previsto con il sezionatore di linea.
- Sistema di protezione a ciascun interruttore di sottocampo composto da
  - Trasduttori di corrente di fase e di terra con connessione al relè di protezione
  - Relè di protezione con relativa alimentazione
  - Circuiti di apertura dell'interruttore
  - TA di fase che forniscono valori ridotti a protezione di massima corrente 50/51
  - Protezioni 67, 59, 27, 81 >, 81 <, 59N

Il suddetto quadro, realizzato in maniera conforme a quanto previsto dall'Allegato A.68 e A.79 del Codice di Rete e 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).

Queste protezioni andranno ad operare in maniera coordinata (secondo i settaggi previsti dal CdR) con quelle presenti sulla sbarra a 30 kV della SSE RTN in corrispondenza della partenza della linea di impianto ed atte a proteggere l'impianto di utenza contro i guasti tra le fasi mediante la protezione distanziometrica (21) o massima corrente (50/51) e contro i guasti a terra mediante la protezione di massima corrente di terra (67).

- **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°9** scomparto interruttore per la linea del sottocampo dedicata costituito da interruttori tripolari isolati in gas SF6 ed equipaggiati con relè di protezione atti a svolgere le seguenti funzione di protezione:
  - massima corrente di fase (50/51),
  - massima corrente direzionale di terra (67N).
  - 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 interruttore "Riserva" per eventuale rifasamento tramite reattore di Shunt con protezioni di massima corrente e guasto a terra;

- 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, così come quello ai cavi MT a 30 kV, 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.

### 6.5.2 Trasformatore Aux BT/MT

All’interno della Cabina di Consegna sarà presente il trasformatore in resina necessario per i servizi ausiliari di cabina. La potenza nominale sarà di 75 kVA gruppo Dyn11, 15/0,4 kV [40 °C].

Per il dettaglio sulla definizione dei trafi riferirsi al documento **24193-PD\_G-EG\_032\_00 - Schema elettrico unifilare di impianto**.

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).

### 6.5.3 Quadro BT

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

- Interruttore automatico completo di bobina a lancio di corrente (per funzione “rincalzo”).
- Interruttore/Sezionatore motorizzato per singola partenza Aux.
- Sistema di monitoraggio e comando remoto via RS485 per interruttore motorizzato.
- Modulo misure su interruttore motorizzato, TA e TV 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 di Manutenzione.

Questi quadri saranno a loro volta alimentati dalla rete a 30 kV attraverso un trasformatore 30/0.4 MT/BT (TR AUX) connesso al Quadro QAT. La distribuzione degli ausiliari è realizzata come sistema TN, l'alimentazione dei sistemi ausiliari distribuiti è realizzata tramite una linea ad anello in BT lungo il perimetro dell'impianto, con partenza dal quadro generale ausiliari nel Stazione Utente (QAUX).

#### 6.5.4 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.

#### 6.6 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.

I conduttori dovranno avere le seguenti dimensioni minime:

- Cavi MT 50 mm<sup>2</sup>.
- Cavi DC per cablaggio Stringa 6.0 mm<sup>2</sup>.
- Cavi AC per cablaggio inverter 95,0 mm<sup>2</sup>.
- Cavi di alimentazione BT 2,5 mm<sup>2</sup>.
- Cavi per illuminazione BT 2,5 mm<sup>2</sup>.
- Controllo e segnalazione BT 1,5 mm<sup>2</sup> (solo rame).

Per ulteriori dettagli si rimanda al documento: **24193-PD\_G-EG\_031\_00 - Sezioni tipo Cavidotti.**

### 6.6.1 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.

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	FG16OR16	0,6/1 kV	Cca - s3, d1, a3
	FS17	450/750 V	
Impianto di terra	FS17	450/750 V	Cca - s3, d1, a3

Tabella 7 – Caratteristiche minime cavi bt all'interno dei cabinati

Cavi BT all'interno dei Cabinati (CDC) e Power Stations (PS) – Non presidiati	Tipologia di cavo	Tensione Nominale Uo/U	CPR (UE) n° 305/11
- Illuminazione Normale e di emergenza; - Power distribution - Quadri, Trasformatori, controllo	FG16OR16	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 8 – Caratteristiche minime cavi bt all'interno dei cabinati

Cavi BT all'interno della sala di controllo	Tipologia di cavo	Tensione Nominale Uo/U	CPR (UE) n° 305/11
- Illuminazione Normale e di emergenza; - Power distribution - Quadri, Trasformatori, controllo	FG16OM16	0,6/1 kV	Cca – s1b, d1, a1
	FG17	450/750 V	

Carichi vitali: impianti per luci di emergenza, di allarme e di rilevazione automatica dell'incendio, dispositivi di spegnimento incendio e apertura porte automatiche, sistemi di elevazione, di aerazione e di condizionamento, sistemi telefonici di emergenza.	FG18(O)M18	0,6/1 kV	<b>B2ca – s1a, d1, a1</b>
Impianto di terra	FG17	450/750 V	<b>Cca – s1b, d1, a1</b>

Tabella 9 – Caratteristiche minime cavi bt

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:

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

Tabella 10 – Caratteristiche minime cavi di controllo all'interno di edifici elettrici, cabine PS e MTR ed all'esterno

<b>Cavi di Controllo all'interno delle Sale Elettriche</b>	<b>Tipologia</b>	<b>CPR (UE) n° 305/11</b>
Cavi controllo e segnalamento	Multipolare FG16OH2M16	<b>Cca - s1a, d0, a1</b>
RS485 BUS	Cavo a coppie intrecciate e schermato a 4 fili cavo tipo Belden o similare	<b>Cca s1-d1-a1</b>
Ethernet	Cat.6a FTP Ethernet - 10/100/1000 Mbit/s (1 Gbit/s)	<b>Cca s1-d1-a1</b>
Ottico	Fibra ottica 24 o 48 fili monomodale (file spare: 6 or 9 - dielettrico anti-roditoro per uso interno e armata per usi esterno)	<b>Cca s1-d1-a1</b>

La distribuzione principale avviene a 30kV

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



Cavi MT	Tipologia di cavo	Tensione Uo/U	Nominale	CPR (UE) n° 305/11
Cavi MT per il collegamento interno tra cabine di trasformazione	ARG7H1R	18/30 kV		Eca
Cavo AT per il collegamento tra SE e cabina di consegna	ARG7H1R	18/30 kV		Eca

### 6.6.2 Tipologie 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  $Un \leq 1000$  V;
- 0,6 o 0,8 m con  $1000$  V  $\leq Un \leq 30$  kV;
- 1,0 o 1,2 m con  $Un \geq 30$  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, conficcamento di picchetti. Per evitare tali possibili danneggiamenti esterni, possono essere utilizzati 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).

Dopo l'installazione i giunti rimangono elastici quanto il cavo e non richiedono ulteriori tempi di attesa per la massa in servizio. Le operazioni di giuntatura devono essere eseguite da operai specializzati (i cosiddetti "giuntisti") e preferibilmente con tempo buono per evitare infiltrazioni d'umidità.

Per quanto riguarda i giunti in MT la questione è estremamente più delicata e sono sufficienti imperfezioni anche piccole per provocare con il tempo danni molto gravi.

A parte queste eventuali imperfezioni, intrinseche nella manualità dell'operazione, anche una giunzione "perfetta" potrebbe rappresentare un punto debole della condotta poiché cambia ivi la qualità del materiale



isolante provocando una discontinuità più o meno marcata. Per ovviare a questo problema, sono ormai ampiamente utilizzati giunti prestampati. Il giunto è essenzialmente costituito da un connettore a compressione di giunzione del conduttore, da un elettrodo metallico, da un corpo prestampato in gomma EPR, da una cassa di rame che garantisce la tenuta ermetica e la continuità dello schermo metallico, dai morsetti di connessione, da un anello di sezionamento e da un involucro esterno avente funzioni di isolamento e protezione anticorrosiva esterna.

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

#### 6.6.1.1 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 una 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 spanciamento.

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

#### 6.6.1.2 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.

#### 6.6.1.3 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  $-5^{\circ}\text{C} - +60^{\circ}\text{C}$ , autoestinguento in meno di 30 sec, rispondente alle Norme CEI EN 61386-1 e CEI EN 61386-21.

Tubo flessibile in PVC con guaina spiralata autoestinguento colore grigio RAL 7035 di diametro da 16 mm a 50 mm per installazione a parete, temperatura di installazione e di esercizio  $-5^{\circ}\text{C} - +60^{\circ}\text{C}$ , rispondente alle Norme EN 60695-2-11:  $850^{\circ}\text{C}$

#### 6.6.1.4 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.

## 6.7 Gruppi di misura Fiscali

L'impianto sarà costituito da due sezioni; pertanto, i seguenti gruppi di misura dovranno, come minimo, essere installati in accordo a quanto espressamente riportato nel documento **24193-PD\_G-EG\_032\_00 - Schema elettrico unifilare di impianto**.

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.

### **6.8 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 previsti saranno posizionati lungo il perimetro dell'impianto 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, per le attività agricolo-pastorali nel settore di interesse e in caso di eventuale intrusione.

La suddivisione dell'illuminazione sarà fatta a settori e tutti i proiettori saranno orientati verso i moduli fotovoltaici in modo da limitare le superfici illuminate soltanto a casi di necessità.

Soprattutto in prossimità del corridoio ecologico e della zona umida i proiettori, oltre ad essere orientati verso i moduli fotovoltaici, saranno utilizzati soltanto per limitati periodi di tempo ove vi sia la necessità.

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.

Si prevede un distanziamento dei punti luce pari a circa 40-50 m.

### **6.9 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 50 mm<sup>2</sup> 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 150 mm<sup>2</sup>. L'anello principale delle cabine sarà collegato all'impianto di terra almeno in 2 punti.

Inoltre, l'impianto di terra dell'impianto agrivoltaico 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 al documento **24193-PD\_G-EG\_033\_00 - Planimetria impianto di terra.**

### **6.10 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 agrivoltaico 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 agrivoltaico comporta analogia 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 prevederà 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 agrivoltaico, 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.

## **6.11 Principali dispositivi dell'impianto**

### **6.11.1 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.

### **6.11.2 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.

### **6.11.3 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.

### **6.11.4 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.

### **6.11.5 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.

### 6.11.6 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.

Per una rappresentazione grafica di quanto esposto, si rimanda al documento di progetto **24193-PD\_G-EG\_033\_00 - Planimetria impianto di terra.**

## 7. SISTEMA SCADA

Il sistema SCADA dovrà essere progettato per monitorare e controllare i parametri dell'impianto agrivoltaico 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 agrivoltaico.

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.

Nell'edificio sala CED /sala controllo sarà posizionata una postazione OWS/EWS dedicata e nella quale saranno disponibili tutti i dati per la gestione dell'impianto FV.

## 8. 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 agrivoltaico 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 agrivoltaico 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 Agrivoltaico e l'Operatore di Rete dovranno essere definite dal Codice di Rete locale.

## 9. Sistema di monitoraggio ambientale

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

Il sistema di monitoraggio ambientale nel suo complesso dovrà misurare puntualmente i valori climatici e di irraggiamento dell'impianto agrivoltaico, e comunicarli al sistema SCADA per la valutazione della producibilità del sistema di produzione agrivoltaico. 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 agrivoltaico, sia sul lato anteriore che sul lato posteriore se necessario (piranometri, celle di riferimento). Le celle di riferimento 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).