

Committente



## X-Elio Italia 7 S.r.l.

Corso Vittorio Emanuele II n. 349 - 00186 ROMA

Tel.+39 06.8412640 - Fax +39 06.8551726

Partita IVA n° 15361461005

Progettisti: Ing. Alessandro Abati – Ing. Mattia Moriggi – Per. Ind. Giancarlo Giordano



Viale Jonio 95 - 00141 Roma - [info@architetturasostenibile.com](mailto:info@architetturasostenibile.com)

# PROGETTO FOTOVOLTAICO "ORTA NOVA"

*Progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico  
di potenza pari a 68,475 MWp e relative opere di connessione alla RTN*

Località

**REGIONE PUGLIA - COMUNE DI ORTA NOVA (FG)**

Titolo

# RELAZIONE TECNICA IMPIANTO ELETTRICO

Data: 26 febbraio 2020

Revisione: 18 agosto 2020

Codice Elaborato:

AS\_GIN\_R08

QO4UTP2\_RelazioneTecnica.pdf



## INDICE

### Sommario

I DATI DI PROGETTO.....	6
I.I DATI DI PROGETTO DI CARATTERE GENERALE .....	6
I.II DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL'UTILIZZAZIONE DELL'EDIFICIO O DELL'OPERA .....	7
I.III DATI DI PROGETTO RELATIVI ALLE INFLUENZE ESTERNE.....	8
I.IV DATI DI PROGETTO RELATIVI ALL'IMPIANTO ELETTRICO .....	10
II ELENCO DELLE LEGGI E NORME DI RIFERIMENTO.....	12
<b>1. Introduzione.....</b>	<b>14</b>
1.1 CENTRALE DI PRODUZIONE ELETTRICA DA FONTE SOLARE FOTOVOLTAICA "ORTA NOVA" .....	14
1.2 CLASSIFICAZIONE DEI LUOGHI .....	17
1.3 SCELTA DEI MATERIALI IN RELAZIONE AL RISCHIO DI INCENDIO .....	17
1.4 SCELTA DEI SISTEMI DI ALIMENTAZIONE DEI SERVIZI DI SICUREZZA .....	18
1.5 CRITERI DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI .....	18
1.6 MODALITÀ DI EFFETTUAZIONE DEI COMANDI DI EMERGENZA .....	18
1.7 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO DELLA RETE ELETTRICA.....	18
<b>2 Stazione di Trasformazione Xelio 7.....</b>	<b>19</b>
2.1 PREMESSA .....	19
<b>3 Connessione alla rete .....</b>	<b>21</b>
<b>3.1 PRESCRIZIONI GENERALI .....</b>	<b>21</b>
<b>3.2 LIMITI DI FUNZIONAMENTO .....</b>	<b>21</b>
<b>3.3 DISTORSIONE ARMONICA .....</b>	<b>23</b>
<b>3.4 CRITERI DI PROTEZIONE E TARATURA DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA .....</b>	<b>23</b>
<b>3.5 PROTEZIONI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA CONTRO I GUASTI ESTERNI.....</b>	<b>25</b>
<b>3.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT .....</b>	<b>25</b>
<b>3.5.2 Protezioni degli inverter .....</b>	<b>27</b>
<b>3.5.3 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni.....</b>	<b>27</b>
<b>3.5.4 Protezioni del trasformatore AT/MT .....</b>	<b>27</b>
<b>3.5.6 Protezioni installate nella sezione MT .....</b>	<b>28</b>
<b>3.6 CALCOLI DELLE POTENZE E DELLE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO .....</b>	<b>28</b>
<b>3.6.1 Calcolo della potenza di cortocircuito massima .....</b>	<b>29</b>
<b>3.6.2 P<sub>1</sub>: P<sub>cc</sub> nel punto arrivo linea TERNA 220 kV ai capi delle sbarre AT della SSE Utente .....</b>	<b>30</b>
<b>3.6.3 P<sub>3</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre MT della SSE Utente .....</b>	<b>31</b>
<b>3.6.5 P<sub>5</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre MT delle cabine di trasformazione del campo Sud .....</b>	<b>32</b>
<b>3.6.6 P<sub>6</sub>: P<sub>cc</sub> sui morsetti BT del secondario di un trafo 30/0,63 kV a protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo Nord.....</b>	<b>33</b>
<b>3.6.7 P<sub>7</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre BT del Quadro di protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo nord.....</b>	<b>33</b>
<b>3.6.8 P<sub>8</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre BT del secondario 1 del trafo 30/0,63 kV a protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo sud .....</b>	<b>34</b>
<b>3.6.9 Correnti di corto circuito fase/terra e stato del neutro MT.....</b>	<b>34</b>
<b>3.7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO .....</b>	<b>35</b>
<b>3.7.1. Controllo della produzione .....</b>	<b>35</b>
<b>3.7.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete .....</b>	<b>35</b>
<b>3.7.3 Regolazione della potenza reattiva .....</b>	<b>35</b>
<b>3.7.4 Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione .....</b>	<b>37</b>
<b>3.8 MONITORAGGIO E SCAMBIO DATI CON IL SISTEMA DI CONTROLLO DI TERNA .....</b>	<b>37</b>
<b>3.8.1 Teleinformazioni .....</b>	<b>37</b>
<b>3.8.2 Sistemi di registrazione oscillografica .....</b>	<b>37</b>

3.9 DATI E MODELLI .....	37
3.10 PROVE .....	38
3.11 ELENCO APPARECCHIATURE .....	38
3.12 IMPIANTO DI TERRA .....	39
<b>3.12.1 Criteri di sicurezza</b> .....	39
3.12.2 <i>Prescrizioni funzionali</i> .....	42
<b>3.12.3 Impianti di terra di alta e bassa tensione</b> .....	43
3.12.4 <i>Progetto dell'impianto di terra</i> .....	44
3.12.5 <i>Esecuzione degli impianti di terra</i> .....	48
3.13 RETE DI MEDIA TENSIONE .....	49
3.13.1 <i>Cabine MT/BT</i> .....	56
<b>3.13.2 Parametri elettrici di impianto</b> .....	61
<b>3.13.3 Caduta massima di tensione e portata massima di corrente</b> .....	61
<b>3.13.4 Quadri di media tensione</b> .....	61
3.13.5 <i>Taratura della Protezione Generale</i> .....	63
3.13.6 <i>Dimensionamento dell'impianto BT</i> .....	63
<b>3.13.7 Prescrizioni ulteriori</b> .....	64
3.14 IMPIANTO DI TERRA .....	64
3.15 SERVIZI AUSILIARI A 400/230 V AC .....	65
<b>3.15.1 Servizi ausiliari Stazione di Trasformazione Utente</b> .....	66
<b>3.15.2 Servizi ausiliari delle due cabine di smistamento campo nord e campo sud</b> .....	66
<b>3.15.3 Servizi ausiliari Cabine di trasformazione</b> .....	66
<b>3.15.4 Gruppi di continuità</b> .....	66
3.16 ILLUMINAZIONE ESTERNA .....	66
3.17 IMPIANTI DI FORZA MOTRICE ED ILLUMINAZIONE .....	66
3.18 IMPIANTO ELETTRICO LATO DC .....	67
3.18 IMPIANTO ANTINTRUSIONE .....	70
3.19 IMPIANTO DI VIDEOSORVEGLIANZA .....	70
3.20 SISTEMA DI CONTROLLO, MONITORAGGIO E SUPERVISIONE .....	70
4 Impianto di Generazione Fotovoltaica Orta Nova .....	71
4.1 DATI GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO .....	71
4.2 SITO DI INSTALLAZIONE .....	71
4.3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....	72
4.4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO .....	72
4.5 EMISSIONI .....	80
4.6 RADIAZIONE SOLARE .....	80
4.7 ESPOSIZIONI .....	81
4.8 CT1-CN CABINA N. 1 CAMPO NORD GRIGIA .....	84
<b>4.8.1 GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	84
<b>4.8.2 DIMENSIONAMENTO</b> .....	86
<b>4.8.3 Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	87
<b>4.8.4 Quadri elettrici</b> .....	88
<b>4.8.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	88
<b>4.8.6 VERIFICHE</b> .....	89
4.9 CT2-CN CABINA N.2 CAMPO NORD VIOLA .....	90
<b>4.9.1 GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	90
<b>4.9.2 DIMENSIONAMENTO</b> .....	93
<b>4.9.3 Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	94
<b>4.9.4 Quadri elettrici</b> .....	95
<b>4.9.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	96
<b>4.9.6 VERIFICHE</b> .....	96
4.10 CT3-CN CABINA N. 3 CAMPO NORD VERDE .....	97
<b>4.10.1 GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	97

4.10.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	99
4.10.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	101
4.10.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	102
4.10.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	102
4.11	<b>CT1-CS CABINA 1 CAMPO SUD GIALLA</b> .....	104
4.11.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	104
4.11.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	106
4.11.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	108
4.11.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	109
4.11.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	109
4.11.6	<b>VERIFICHE</b> .....	109
4.12	<b>CT2-CS CABINA 2 CAMPO SUD ARANCIO</b> .....	111
4.12.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	111
4.12.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	114
4.12.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	115
4.12.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	116
4.12.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	116
4.12.6	<b>VERIFICHE</b> .....	116
4.13	<b>CAMPO SUD CABINA N.3 VIOLA</b> .....	117
4.13.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	117
4.13.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	119
4.13.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	122
4.13.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	122
4.13.6	<b>VERIFICHE</b> .....	122
4.14	<b>CAMPO SUD CABINA N.4 GRIGIA</b> .....	123
4.14.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	123
4.14.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	125
4.14.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	126
4.14.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	127
4.14.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	127
4.14.6	<b>VERIFICHE</b> .....	127
4.15	<b>CAMPO SUD CABINA N.5 ROSSA</b> .....	129
4.15.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	129
4.15.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	131
4.15.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	133
4.15.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	134
4.15.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	134
4.15.6	<b>VERIFICHE</b> .....	134
4.16	<b>CAMPO SUD CABINA N.6 BLU</b> .....	135
4.16.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	135
4.16.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	137
4.16.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	139
4.156.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	140
4.16.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	140
4.16.6	<b>VERIFICHE</b> .....	140
4.17	<b>CAMPO SUD CABINA N 7 VERDE</b> .....	141
4.17.1	<b>GRUPPO DI CONVERSIONE</b> .....	141
4.17.2	<b>DIMENSIONAMENTO</b> .....	143
4.15.3	<b>Cavi elettrici e cablaggi</b> .....	145
4.17.4	<b>Quadri elettrici</b> .....	146
4.17.5	<b>SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA</b> .....	146
4.17.6	<b>VERIFICHE</b> .....	146
4.18	<b>PLANIMETRIA DELL'IMPIANTO</b> .....	147
4.19	<b>SCHEMA UNIFILARE DELL'IMPIANTO</b> .....	147

**4.20 RIFERIMENTI NORMATIVI..... 147**  
**4.21 CONCLUSIONI..... 149**

## I Dati di progetto

## I.I Dati di progetto di carattere generale

<b>Pos.</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>
	Committente	Xelio Italia 7 S.r.l.
1.1	Cliente finale Denominazione dell'edificio, opera o applicazione	Xelio Italia 7 S.r.l. Impianto di Generazione fotovoltaica con potenza di picco di 68.474,56 kW, suddiviso su due campi fotovoltaici denominati "Nord" e "Sud", nel Comune di Orta Nova (FG)
1.2	Scopo del lavoro	Realizzazione di un parco di generazione fotovoltaico con relative opere accessorie
1.3	Leggi o norme tecniche di riferimento	- Vedi pag. 6
1.4	Vincoli da rispettare	

I.II Dati di progetto relativi all'utilizzazione dell'edificio o dell'opera

<b>Pos.</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>	<b>Note</b>
2.1	Destinazione d'uso e valutazione dei rischi	Centrale di produzione elettrica da fonte solare, denominata "Centrale fotovoltaica Orta Nova", con utilizzo di moduli fotovoltaici da 440 W installati su tracker con esposizione est-ovest su terreno, con potenza complessiva di 68, 47456 MWp	Centrale di produzione elettrica, con parti di impianto appartenenti a: <ul style="list-style-type: none"> <li>- sistemi di categoria 0 (tensione nominale minore o uguale a 50 V se a corrente alternata o a 120 V se a corrente continua);</li> <li>- sistemi di I categoria (tensione nominale da oltre 50 V fino a 1 000 V compresi se a corrente alternata o da oltre 120 V fino a 1.500 V compresi se a corrente continua);</li> <li>- sistemi di II categoria (tensione nominale oltre 1000 V se a corrente alternata o oltre 1500 V se a corrente continua, fino a 35 000 V compresi);</li> <li>- sistemi di III categoria, quelli a tensione nominale maggiore di 35 000 V.</li> </ul>
2.2	Dati relativi agli ambienti soggetti a normativa specifica CEI	La Centrale Fotovoltaica "Orta Nova" è sottoposta alle prescrizioni della norma CEI 0-16, edizione 2019-04: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica	Ambienti a maggior rischio in caso d'incendio per la presenza di materiale infiammabile o combustibile in lavorazione, convogliamento, manipolazione o deposito di detti materiali (CEI 64-8 art. 751.03.4);
2.3	Altre prescrizioni	Tutti gli impianti a servizio della centrale fotovoltaica devono essere opportunamente segregati ed accessibili solo a personale autorizzato ed idoneo a svolgere lavori in prossimità di impianti in tensione (CEI 11-27)	

## I.III Dati di progetto relativi alle influenze esterne

<b>Pos.</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>
3.1	Temperatura minima/massima all'interno degli edifici Temperatura minima/massima all'aperto Temperatura media del giorno più caldo Temperatura media delle massime mensili Temperatura media annuale	-2 °C/+40°C -2 °C/+40°C 28 °C 25°C 16°C
3.2	Formazione di condensa	- Nelle parti di impianto esterne e nei manufatti che ospitano i quadri elettrici, gli inverter, i trasformatori, ecc.
3.3	Altitudine (indicare se maggiore o minore di 1000 m)	<1000 m
3.4	Presenza di corpi solidi estranei Presenza di polvere	- Pezzatura minima 2,5 mm - SI
3.5	Presenza di liquidi Tipo di liquido (indicare tra le seguenti gradualità): <ul style="list-style-type: none"> <li>- Trascurabile</li> <li>- possibilità di stillicidio (caduta di gocce)</li> <li>- esposizione alla pioggia</li> <li>- esposizione agli spruzzi</li> <li>- possibilità di getti d'acqua</li> </ul>	Sì, nelle aree esterne (in copertura) acqua (in copertura)  all'aperto; all'aperto;
3.6	Condizioni del terreno <ul style="list-style-type: none"> <li>- Carico specifico ammesso (N/m<sup>2</sup>)</li> <li>- Livello della falda freatica (m)</li> <li>- Profondità della linea di gelo</li> <li>- Resistività elettrica del terreno (Ω*m)</li> </ul>	- - - -
3.7	Ventilazione dei locali <ul style="list-style-type: none"> <li>- naturale</li> <li>- artificiale</li> <li>- naturale assistita da ventilazione artificiale</li> <li>- numero di ricambi (previsti come ordinari)</li> </ul>	- In tutti gli ambienti - -
3.8	Dati relativi alla velocità del vento: <ul style="list-style-type: none"> <li>- nella direzione prevalente</li> <li>- massima velocità di progetto</li> </ul>	- N – S; - <28 m/s (<100 km/s)
3.9	Condizioni ambientali speciali	- ambiente non salino; - Radiazione solare annua di 1546 kWh/mq
3.10	Posizione SSE Utente  Latitudine: 41°26'36.41"	

	Longitudine: 16°50'11,71"	
3.11	Posizione Campo fotovoltaico "Nord" Latitudine: 41°22'19.98" Longitudine: 15°47'51.72"	
3.12	Posizione Campo fotovoltaico "Sud" Latitudine: 41°21'15.10" Longitudine: 15°47'36.62"	

## I.IV Dati di progetto relativi all'impianto elettrico

<b>Pos.</b>	<b>Dati</b>	<b>Valori stabiliti</b>	<b>Note</b>
4.1	<p>Tipo di intervento richiesto</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- nuovo impianto</li> <li>- trasformazione</li> <li>- ampliamento</li> </ul>	- nuovo impianto	
4.2	<p>Dati dell'alimentazione elettrica:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- descrizione ed eventuale sigla delle linee di alimentazione</li> <li>- punto di consegna</li> <li>- tensione nominale (<math>U_n</math>) e max. variazione</li> <li>- frequenza nominale e max. variazione</li> <li>- potenza disponibile continua</li> <li>- potenza disponibile di punta</li> <li>- corrente di cortocircuito presunta nel punto di alimentazione (consegna)</li> <li>- vincoli del distributore da rispettare</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Linee in cavo identificate come indicato nei documenti allegati;</li> <li>- DG (Dispositivo Generale) in alta tensione alloggiato nella Sotto Stazione Elettrica Utente a 150 kV</li> <li>- 150 (<math>\pm 5\%</math>) kV nella Sotto Stazione Elettrica Utente;</li> <li>- 30 kV nella distribuzione elettrica in media tensione dalla Cabina Primaria in Sotto Stazione alle cabine dei due campi fotovoltaici;</li> <li>- 630 V AC in uscita dai dieci trasformatori MT/BT che alimentano gli inverter fotovoltaici;</li> <li>- 400/230 V AC in uscita dai trasformatori ausiliari 630/400 V presenti in ogni cabina di trasformazione;</li> <li>- 1300 V DC nei campi fotovoltaici;</li> <li>- 50 (<math>\pm 5\%</math>) Hz</li> <li>- 57.400 kVA</li> <li>- 68.474,56 kwp</li> <li>- il valore di <math>I_{cc}</math> nel punto di consegna dovrà essere comunicato all'Utente dal Distributore</li> <li>- CEI 0-16 ed. 2019-04</li> </ul>	<p>Vedi planimetrie allegate</p> <p>Società fornitrice: TERNA</p>
4.3	- valori di taratura di prima e seconda soglia del dispositivo di massima corrente associato all'interruttore di alimentazione	- i valori di taratura della protezione generale dovranno essere comunicati all'Utente dal Distributore	

4.4	- stato del neutro lato alta tensione (150 kV)	- francamente a terra	
4.5	Stato del neutro lato MT	Isolato	
4.6	Stato del neutro lato BT	- a 630 V non distribuito (sistema IT); - a 400 V distribuito (sistema TN)	
4.7	- corrente di guasto monofase a terra e tempo di eliminazione del guasto sul lato MT	- .....	
4.8	- sovratensione ad impulso massima attesa ( $U_{imp}$ )	- .....	
4.9	- interruzioni previste di erogazione energia (frequenza annua, durata media delle singole interruzioni)	- .....	
4.10	Misura dell'energia elettrica	- Il gruppo di misura del Distributore è ubicato nella Sotto Stazione di Distribuzione Utente, attigua alla Sotto Stazione TERNA a 150 kV	
4.11	Massime cadute di tensione	- Lato DC del campo fotovoltaico: 2%; - Distribuzione MT: 2%; - motori a pieno carico 4% - motori in avviamento 10% - illuminazione 4% - altro 4%	
4.12	Sezioni minime dei conduttori	- come da norme CEI	
4.13	Elenco dei carichi	- Elenco degli apparecchi utilizzatori, dei motori e dei centri di carico: vedi schemi dei quadri elettrici	
4.14	Ubicazione dei carichi	Vedi disegni allegati	
4.15	Prescrizioni particolari relative agli apparecchi ed ai motori da alimentare	- sezionatore in prossimità di ogni macchina	
4.16	Dati dimensionali relativi all'illuminazione artificiale: - illuminamento medio mantenuto (UNI-EN 12462-1 ed. 2011)	- aree di circolazione esterne: 10 lx ad h = 0,2 m - locali tecnici: 200 lx ad h =1,5 m	
4.17	Altre informazioni	- Campi fotovoltaici: vedi capitolo 4.	

## Il Elenco delle leggi e norme di riferimento

Nella esecuzione degli impianti elettrici dell'impianto di generazione fotovoltaica di Orta Nova dovranno essere tenute come riferimento le disposizioni di legge e le norme tecniche del CEI.

Si richiamano di seguito le principali norme o leggi che regolamentano la realizzazione di apparecchiature e di impianti elettrici in ambienti con la stessa tipologia di destinazione d'uso:

- Legge 1.03.1968 n. 186: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazione di impianti elettrici ed elettronici";
- Legge 8.10.1977 n. 791: "Attuazione della direttiva del consiglio delle Comunità Europee (n.73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione";
- DM 10.4.1984: "Eliminazione dei radiodisturbi";
- Direttiva 89/336/CEE, recepita con D.Lgs 476/92: "Direttiva del Consiglio d'Europa sulla compatibilità elettromagnetica";
- Decreto 10 marzo 1998 "Criteri generali di sicurezza antincendio e per la gestione dell'emergenza nei luoghi di lavoro"
- Decreto 4 maggio 1998 "Disposizioni relative alle modalità di presentazione ed al contenuto delle domande per l'avvio dei procedimenti di prevenzione incendi, nonché all'uniformità dei connessi servizi resi dai Comandi dei vigili del fuoco";
- DPR 06/06/2001 n. 228/01: "Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia (Testo A)";
- DPR 22/10/2001 n. 462: "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- **D.M. 37-2008: "Regolamento recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici";**
- Decreto legislativo 9 aprile 2008 n. 81: "Attuazione dell'art. 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- **DPR 1° agosto 2011: "Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendio";**
- **Nota DCPREV prot n. 1324 del 7/2/2012 "Guida per l'installazione degli impianti fotovoltaici";**
- **DECRETO 20 dicembre 2012: "Regola tecnica di prevenzione incendi per gli impianti di protezione attiva contro l'incendio installati nelle attività soggette ai controlli di prevenzione incendi";**
- norma CEI 0-16 ed. aprile 2019: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- **norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo";**
- norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria";
- **norma CEI 11-27 ed. 2014-01: "Lavori su impianti elettrici";**
- **CEI 11-61 2000-11: "Guida all'inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche**
- **CEI 11-62: "Stazioni del Cliente finale allacciate a reti di terza categoria";**
- **CEI 11-63 ed. 2001-03: "Cabine Primarie2;**
- **Norma CEI 14-4/1 2015-03: "Trasformatori di potenza. Parte 1: Generalità";**

- **Norma CEI 14-4/10: ed. 2002-01**“Trasformatori di potenza. Parte 10: Determinazione dei livelli di rumore”;
- **Norma CEI 14-35 ed. 2008-02:** “Valutazione dei campi elettromagnetici attorno ai trasformatori di potenza”;
- **Norma CEI 14-45 ed. 2012-02:** “Trasformatori di potenza. Determinazione dei livelli di rumore. Guida di applicazione”;
- norma CEI EN 61439-1 2012-02 (Class.CEI:17-113): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali”;
- norma CEI EN 61439-2 2012-02 (Class.CEI:17-114): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 2: Quadri di potenza”;
- norma CEI EN 61439-3 2012-11 (Class. CEI 17-116): “Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)”;
- norma CEI 20-40 (1998): Guida per l’uso di cavi a bassa tensione;
- norma CEI 20-67 (2001): Guida per l’uso di cavi 0,6/1 kV;
- **norma CEI 64-8, ed 06-2012:** "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua";
- **norma CEI EN 62305-1 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte1):** Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi generali;
- **norma CEI EN 62305-2 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 2):** Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio;
- **norma CEI EN 62305-3 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 3):** Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- **norma CEI EN 62305-4 ediz. 2013-02 (CEI 81-10 parte 4):** Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture;
- **Norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014:** "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni";
- **Norma It. CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011:** "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- **Guida CEI 99-4, 2014-09:** “Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale”;
- **Guida CEI 99-5, 2015-07:** “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.”;
- Tabella CEI UNEL 35024/1(1997): cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- Norma UNI EN 12464-1 ed. 2011 "Illuminazione dei Luoghi di Lavoro”
- norma UNI EN 1838: “Applicazione dell’illuminotecnica. Illuminazione di emergenza”;
- le prescrizioni e indicazioni della TELECOM;
- eventuali prescrizioni o specifiche del committente.
- Norma EN 12453: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Requisiti;
- Norma EN 12445: Porte e cancelli industriali, commerciali e da autorimessa – Sicurezza in uso di porte motorizzate – Metodi di prova;
- Norma EN 13241-1: Porte e cancelli industriali, commerciali e da garage – Norma di prodotto – Prodotti senza caratteristiche di resistenza al fuoco o controllo del fumo;
- eventuali prescrizioni o specifiche del committente.

# RELAZIONE TECNICA

## 1. Introduzione

### 1.1 Centrale di produzione elettrica da fonte solare fotovoltaica “Orta Nova”

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica denominato “Orta Nova”, a inseguimento monoassiale, con asse inclinato con rotazione assiale e azimut fisso, che alloggerà 155.624 moduli fotovoltaici da 440 W, con una potenza complessiva pari a 68.474,56 kWp, collegati a 35 inverter con  $P_{nom} = 1,64$  MW ciascuno. Resta inteso che questi dati potrebbero subire delle leggerissime variazioni in fase esecutiva in base ai modelli di pannelli ed inverter che si troveranno in commercio al momento della costruzione. La potenza nominale finale dell'impianto sarà comunque uguale o al massimo inferiore a 68.474,56 MW.

Il progetto prevede anche delle opere di connessione alla RTN elettrica di Terna SPA, inclusa la sottostazione utente di trasformazione MT/AT e la linea di connessione in AT alla Sottostazione di Manfredonia di proprietà Terna SpA alla tensione di 150 kV.

La centrale fotovoltaica sarà suddivisa in due sottocampi (“Campo Nord” e “Campo Sud”) posti rispettivamente a circa 8,3 km (per il “Campo Nord”) e a circa 10,4 km (per il “Campo Sud”) dalla nuova sottostazione elettrica di Utente che sarà condivisa con altri due utenti.

La potenza nominale dei pannelli è pari a 68,475 MW mentre la potenza nominale degli inverter lato corrente alternata di immissione è pari a 57,4 MW, infine la potenza nominale di immissione permessa da Terna Spa come da STMG è pari a 50 MW.

La sottostazione utente “Xelio 7” sarà ubicata in località Macchia Rotonda, lungo la strada provinciale SP70, nel Comune di Manfredonia (FG), nelle vicinanze della stazione elettrica Terna di Manfredonia e si collegherà a uno stallo che dovrà essere realizzato da Terna sempre all'interno del sedime della attuale stazione Terna (come previsto dalla STMG di Terna); la sottostazione di trasformazione sarà provvista di un trasformatore di almeno 70 MVA 150/30 kV e di tutte le infrastrutture necessarie al collegamento con la Stazione Terna di Manfredonia.

Il “Campo Nord” ospiterà una Cabina di Smistamento, più tre Cabine di Trasformazione MT/BT, 30/0,63 kV (“Cabina 1 Campo Nord”, “Cabina 2 Campo Nord” e “Cabina 3 Campo Nord”); il “Campo Sud” ospiterà sette Cabine di Trasformazione MT/BT, 30/0,63 kV (“Cabina 1 Campo Sud”, “Cabina 2 Campo Sud”, “Cabina 3 Campo Sud”, “Cabina 4 Campo Sud”, “Cabina 5 Campo Sud”, “Cabina 6 Campo Sud” e “Cabina 7 Campo Sud”) e una cabina di smistamento.

#### Elementi dell'impianto

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti elementi:

- Strutture per il supporto dei moduli, ciascuna in grado di alloggiare 56 o 84 moduli fotovoltaici, disposti in verticale su due file, in modo da costituire 2 o 3 stringhe da 28 moduli; ogni struttura sarà dotata di motorizzazione per l'inseguimento monoassiale Est-Ovest della radiazione solare;
- n. 155.642 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino LR4-72HPH-440M da 440 W<sub>p</sub> della Longi Solar, per una potenza complessiva di picco pari a 68.474,56 kWp;
- n. 349 quadri di campo, ciascuno capace di raccogliere al massimo 16/20 stringhe tipo String-Box della Ingeteam, con tensione massima di sistema pari a 1.500 V;
- n. 10 Cabine di Trasformazione 30/0,63 kV da ubicare all'interno delle proprietà, secondo le disposizioni indicate negli elaborati planimetrici allegati;
- n.2 Cabine di Smistamento con funzione di collettori dei cavi provenienti dalle Cabine di trasformazione rispettivamente dei Campi Nord e Sud;
- n.2 Cabine Servizi Ausiliari dove afferiscono i controlli dei sistemi di sorveglianza (Telecamere, barriere, ecc.), del sistema di monitoraggio (SCADA) e delle stazioni meteo.

- N. 5 container ISO con funzione di magazzino (3 nel Campo Sud e 2 nel Campo Nord).
- N. 10 container ISO con funzione attuale di deposito e futura di alloggiamento batterie di accumulo, poste ciascuna in prossimità di una cabina MT/BT;
- n. 35 inverter INGECON SUN 1640TL B630 con potenza nominale pari a 1.640 kVA;
- n. 8 trasformatori in olio, con potenza pari a 6.560 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicati in altrettante Cabine di Trasformazione;
- n. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 3.280 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicato nella cabina 1 del "Campo Nord";
- n. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 1.600 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV, ubicato nella cabina 4 del "Campo Sud";
- Cavidotto interrato MT (30 kV) per il collegamento tra le cabine di campo e le cabine di smistamento partenze e da queste fino alla stazione di utenza MT/AT;
- Stazione di utenza MT/AT ubicata in prossimità della stazione RTN di consegna a 150 kV, comprensivo di n. 1 cabina di smistamento trasformazione posta nella Sotto Stazione Xelio 7, collegata alla rete MT dei campi fotovoltaici Nord e Sud ed al trasformatore AT/MT da 70 MVA;
- Elettrodotto in AT (150 kV) di collegamento tra la stazione di utenza e la stazione RTN di consegna;
- Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati;
- Sistema di videosorveglianza con telecamere, barriere ad infrarossi, stazione meteo collegati alla stazione di controllo.

Ogni cabina di trasformazione sarà composta da:

- 1) una piattaforma di dimensioni circa 12x6m, su cui saranno alloggiati, in esecuzione da esterno:
  - n. 1 Quadro di media tensione composto da due scomparti con sezionatori di linea, per l'ingresso e l'uscita della linea in cavo MT a 30 kV, più uno scomparto di protezione trafo provvista di protezioni I> (51S1), I>> (51S2), I>>> (50), I0> (67N), I0>> (50N);
  - n. 1 trasformatore Dy11y11, S=6,56 MVA, 30/0,63 kV, con doppio avvolgimento lato 0,63 kV (2x S=3280 kVA) o, in alternativa, n.1 trasformatore Dy11y11, S=3,28 MVA, 30/0,63 kV (Cabina 1 campo nord), n.1 trasformatore Dy11y11, S=1,6 MVA, 30/0,63 kV (Cabina 4 campo sud).
  - n. 1 Quadro BT 630 V per alloggiamento protezioni inverter;
  - n. 1 trasformatore 630/400 V Dyn11, S=100 kVA, per alimentazione carichi ausiliari;
  - n. 1 Quadro elettrico Servizi Ausiliari, per alimentazione servizi del campo fotovoltaico (luci, videosorveglianza, monitoraggio remoto, ausiliari inverter, ecc.);
  - n. 4 inverter da 1640 kVA, tipo Ingeteam 1640 TL B630, con  $V_{AC}=630$  V,  $I_{AC}=1500$  A,  $V_{DC}=1300$  V,  $I_{DC}=1850$  A, protezione di interfaccia di generatore, n.2 inverter da 1640 kVA (Cabina 1 campo nord), n.1 inverter da 1640 kVA (Cabina 4 campo sud).
- 2) Un locale prefabbricato in cemento, di dimensioni orientative di 13x4x2,5 m, predisposto per futuro alloggiamento di batterie per gestione in accumulo dell'energia prodotta e per alloggiamento, in locale separato da quello delle batterie, di materiali da magazzino ed apparati di servizio.

Ogni inverter sarà collegato ad un numero massimo di 12 Quadri di Giunzione, posti in campo, rispettivamente capaci di ricevere 16 o 20 stringhe fotovoltaiche, con correnti  $I_{b16}=172$  A,  $I_{b20}=215$  A.

Ogni quadro di giunzione sarà collegato a 12÷20 stringhe fotovoltaiche, alloggiato sui tracker monoassiali.

I tracker saranno di due tipi:

- Da 47,5 m, in grado di alloggiare 3 stringhe di 28 moduli (due file di 42 moduli in posizione verticale rispetto all'asse del tracker);

- Da 31 m, in grado di alloggiare 2 stringhe di 28 moduli (due file di 28 moduli in posizione verticale rispetto all'asse del tracker).

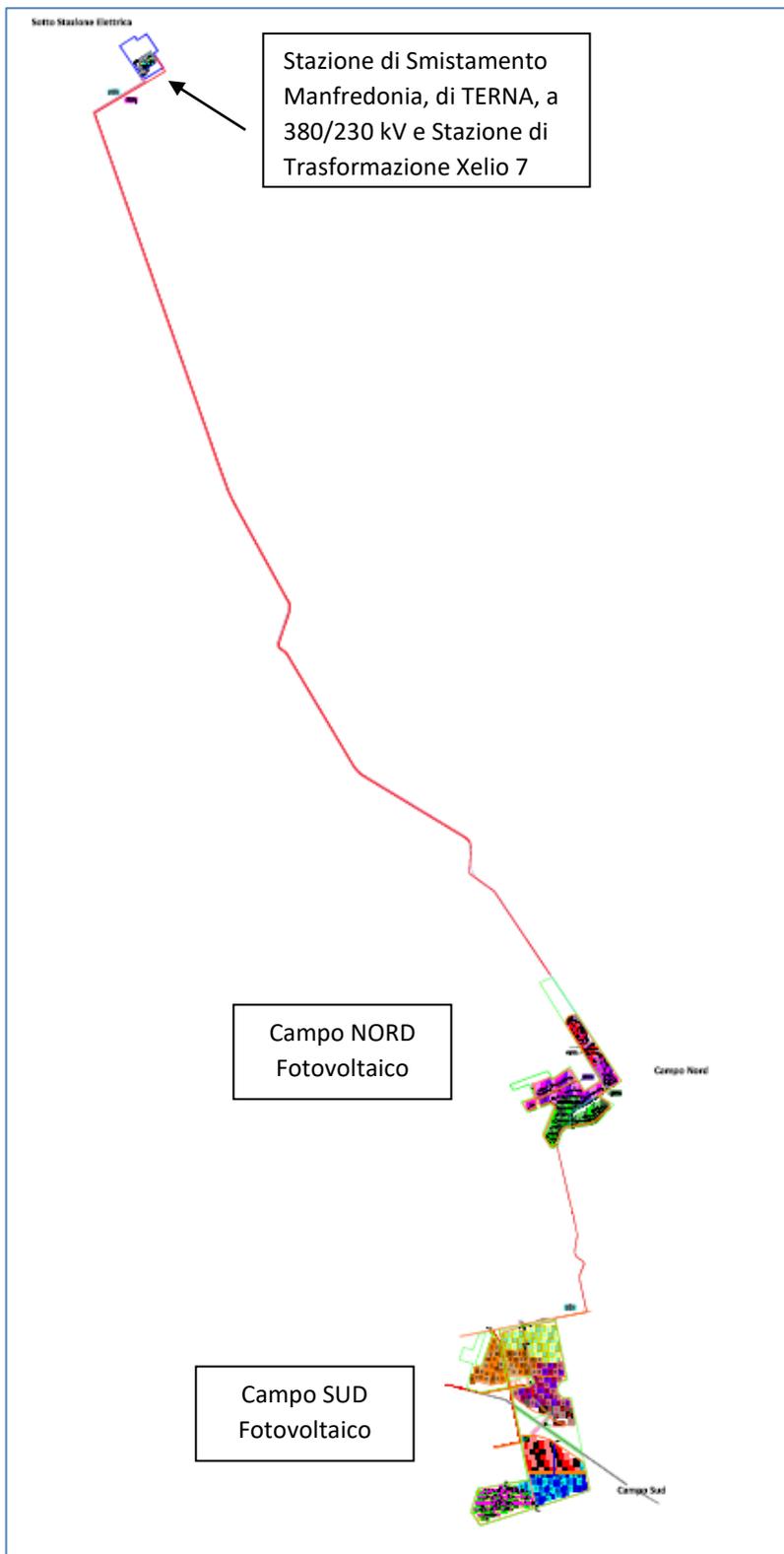


Figura 1: Centrale Fotovoltaica Orta Nova, comuni di Orta Nova e Manfredonia (FG)

## 1.2 Classificazione dei luoghi

La Sottostazione Utente e tutte le cabine elettriche sono da considerare officine elettriche. Al loro interno è ammessa solo la presenza del personale appositamente incaricato della conduzione e della manutenzione dell'impianto. Nel campo fotovoltaico potranno essere svolti lavori elettrici sotto tensione (limitatamente alle parti di impianto a monte dei sezionatori di stringa del campo fotovoltaico). Pertanto l'area potrà essere accessibile solo a personale idoneo a svolgere tali lavori.

Tutti i quadri e le scatole dell'impianto fotovoltaico, lato d.c., dovranno riportare un avviso che indichi la presenza di parti attive anche dopo l'apertura dei dispositivi di sezionamento dell'inverter.

In quest'area i lavori elettrici all'aperto dovranno essere vietati in caso di nebbia, pioggia o neve, temperature molto basse o vento forte, temporali (art. 12.4.4 di CEI 11-27, art. 6.3.7 e B.2 di CEI 11-48).

La classificazione dei luoghi ai fini della sicurezza è riassunta nella tabella 1 sotto riportata.

**Tabella 1: classificazione dei luoghi ai fini della sicurezza**

Locale o ambiente	Classificazione dei luoghi ai fini della sicurezza	Norme applicabili
Aree esterne	Ambienti esterni, sottoposti alla sezione 712 ed alla sezione 714 della norma CEI 64-8	CEI 64-8 parte 712 CEI 64-8 parte 714
Sottostazione Utente	- Officina elettrica connessa a sistemi di cui uno almeno di III categoria (22.1) e destinata ad almeno una delle seguenti funzioni: trasformazione, conversione, regolazione, smistamento dell'energia elettrica;	
Cabine elettriche	- Officine elettriche connesse a sistemi di I o II categoria e destinate ad almeno una delle seguenti funzioni: trasformazione, conversione, regolazione, smistamento dell'energia elettrica, con accesso consentito esclusivamente a persone idonee (persone esperte nello svolgimento di lavori elettrici, con mansioni specifiche per la conduzione e manutenzione di cabine elettriche di trasformazione). Gli apparati di trasformazione realizzati con apparecchiature prefabbricate CEI EN 62271-200 (CEI 17-6) e CEI EN 61439-serie (CEI 17-113-serie), anche se non contenuti in apposito locale od in apposita area recintata, sono considerati cabine.	CEI 64-8, CEI 99-2, CEI 11-27, , CEI 99-3, CEI 99-4, CEI 99-5, CEI 11-48
Campi fotovoltaici	Officine elettriche destinate alla produzione di energia elettrica, con accesso consentito esclusivamente a persone idonee (persone esperte nello svolgimento di lavori elettrici, con mansioni specifiche per la conduzione e manutenzione di cabine elettriche di trasformazione)	CEI 64-8, parte 712 CEI 99-2, CEI 11-27, CEI 99-3, CEI 99-4, CEI 99-5, CEI 11-48

## 1.3 Scelta dei materiali in relazione al rischio di incendio

I materiali impiegati in relazione al rischio di incendio devono essere dei seguenti tipi:

- involucri e strutture di sostegno completamente metallici, ad eccezione dei piccoli quadretti a parete realizzati in materiale plastico autoestinguente;
- quadri elettrici principali e secondari;
- cablaggi ausiliari soggetti a surriscaldamento in caso di guasto (voltmetrici e/o amperometrici) protetti contro il gocciolamento dell'isolante mediante calze in materiale siliconico;

- tutti i materiali plastici utilizzati per canali, morsettiere, custodie di apparecchi e strumenti, supporti, fascette, etichette, ecc.: di tipo autoestinguente;
- passerelle porta cavi per la distribuzione principale: metalliche;
- materiali plastici utilizzati per tubazioni, canali, morsettiere, cassette, scatole, coperchi, custodie, supporti, fascette, etichette, ecc. di tipo autoestinguente, con l'eventuale sola eccezione dei componenti totalmente incassati in pareti in muratura o in materiale incombustibile.

Particolare cura dovrà essere riservata alla scelta dei componenti in corrente continua (interruttori di manovra-sezionatori, sezionatori a fusibili, SPD, cavi elettrici, ecc.) per ridurre al minimo il rischio di incendio dovuto al surriscaldamento di componenti, in particolare nelle aree all'aperto.

Tutte le prescrizioni sopra elencate valgono anche, in quanto applicabili, per gli impianti speciali.

#### 1.4 Scelta dei sistemi di alimentazione dei servizi di sicurezza

- circuiti di alimentazione dei comandi di emergenza delle cabine elettriche alimentati da UPS dedicati;
- illuminazione di sicurezza nella Sottostazione Utente.

#### 1.5 Criteri di protezione contro i contatti diretti e indiretti

- Protezione contro i contatti diretti: mediante isolamento delle parti attive (in generale per cavi), o protezione mediante involucri e barriere (in generale per apparecchiature di comando, protezione e manovra, morsettiere, e apparecchi utilizzatori).
- Protezione contro i contatti indiretti: mediante interruzione automatica del circuito, con riferimento alle prescrizioni della norma CEI 64-8 (sistemi IT e TN). Impiego di dispositivi di protezione magnetotermica sui circuiti terminali appartenenti al sistema IT; impiego di dispositivi di protezione magnetotermica differenziale sui circuiti terminali appartenenti al sistema TN.
- Protezione dalle tensioni di passo e contatto: mediante opportuno dimensionamento dell'impianto di terra in modo che risulti  $U_e < U_{tp}$ .

#### 1.6 Modalità di effettuazione dei comandi di emergenza

La cabina di smistamento, alloggiata nel Campo FV SUD, avrà un comando di emergenza che spegne l'intera rete di media tensione sottesa, sia del campo FV SUD che del campo FV NORD.

In caso di pericolo, l'azionamento di questo comando di emergenza porrà fuori tensione tutte le cabine elettriche presenti nella centrale di produzione elettrica fotovoltaica, con esclusione delle parti di impianto che afferiscono, dai moduli in campo, agli inverter (ubicati nelle cabine) e della rete MT interrata proveniente dalla Sottostazione Orta Nova.

Anche le singole cabine di trasformazione saranno dotate di comando di emergenza. Tale comando, posto all'esterno del rispettivo locale, agirà sull'interruttore MT che alimenta il trasformatore, con sgancio mediante bobine a lancio di corrente. Rimarranno in tensione i cavi MT di arrivo e di uscita, compresi i rispettivi dispositivi di sezionamento. Rimarrà in tensione anche la parte di impianto in corrente continua degli inverter. Pertanto, in ogni cabina, dovranno essere esposti cartelli che indichino opportunamente le parti di impianto che rimangono in tensione.

Nella Sottostazione Utente il sistema di apertura del DG (Dispositivo Generale) in caso di emergenza, in alta tensione, sarà concordato con TERNA.

#### 1.7 Criteri di dimensionamento della rete elettrica

Il dimensionamento della rete elettrica è stato realizzato:

per il dimensionamento della rete MT e della rete BT, con l'ausilio del programma di calcolo "i-project 6.15", della Schneider Electric e del software Ampere della Electrographics;

per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico, con l'ausilio del programma di calcolo Solergo 2020, della Electrographics.

Il dimensionamento della rete è stato effettuato in due fasi:

- determinazione della energia elettrica prodotta dall'impianto fotovoltaico collegato ad ogni cabina, con scelta dei moduli fotovoltaici, del loro collegamento ammissibile, del numero e delle caratteristiche degli inverter necessari alla conversione DC/AC, delle correnti di impiego e delle cadute di tensione accettabili in corrente continua;
- scelta dei trasformatori di cabina in funzione delle potenze complessive erogabili dagli inverter, delle correnti di impiego in bassa tensione (tipicamente 630 V AC, limite di uscita della tensione alternata dagli inverter scelti), in media tensione e relative cadute di tensione, per ogni ramo della rete.

Per i pochi carichi di servizio necessari, le potenze assorbite sono state calcolate livello per livello della rete elettrica partendo dai dati nominali degli utilizzatori ed applicando fattori di utilizzazione e di contemporaneità diversi in relazione al tipo di utilizzatore e alla modalità di impiego.

Le portate nominali dei cavi sono quelle ricavate dalle tabelle CEI-UNEL 35024/1 e 35024/2, e tengono conto del valore di massima temperatura ambiente di progetto e delle effettive condizioni di posa (tipo di condotti porta cavi e vicinanza tra cavi diversi).

Il dimensionamento delle condutture tiene conto anche di:

- valore della caduta di tensione; il valore limite utilizzato è specificato sui dati di progetto;
- coordinamento tra le caratteristiche della conduttura e quelle del relativo dispositivo di protezione, in termini di correnti di cortocircuito massime e minime e di energia specifica passante, in tutte le configurazioni di esercizio previste per la rete.

## 2 Stazione di Trasformazione Xelio 7

### 2.1 Premessa

Per la esecuzione dell'impianto in oggetto sarà necessario realizzare, a circa 400 m dalla Stazione di trasformazione TERNA "Manfredonia", in località Macchia Rotonda, SP n. 70, Orta Nova (FG), una Sottostazione Utente che sarà denominata "SSE Xelio 7". La nuova Stazione di Trasformazione Xelio 7 si collegherà mediante stallo a 150 kV in configurazione in antenna alla Sottostazione Manfredonia, con capacità di connessione complessiva di circa 200 MVA, con cavo interrato per circa 450 m, e sarà composta da un sistema di sbarre comuni ad altri due produttori e da tre distinte Stazioni di Trasformazione, disposte a schiera, di cui la Stazione Xelio 7 sarà quella centrale.

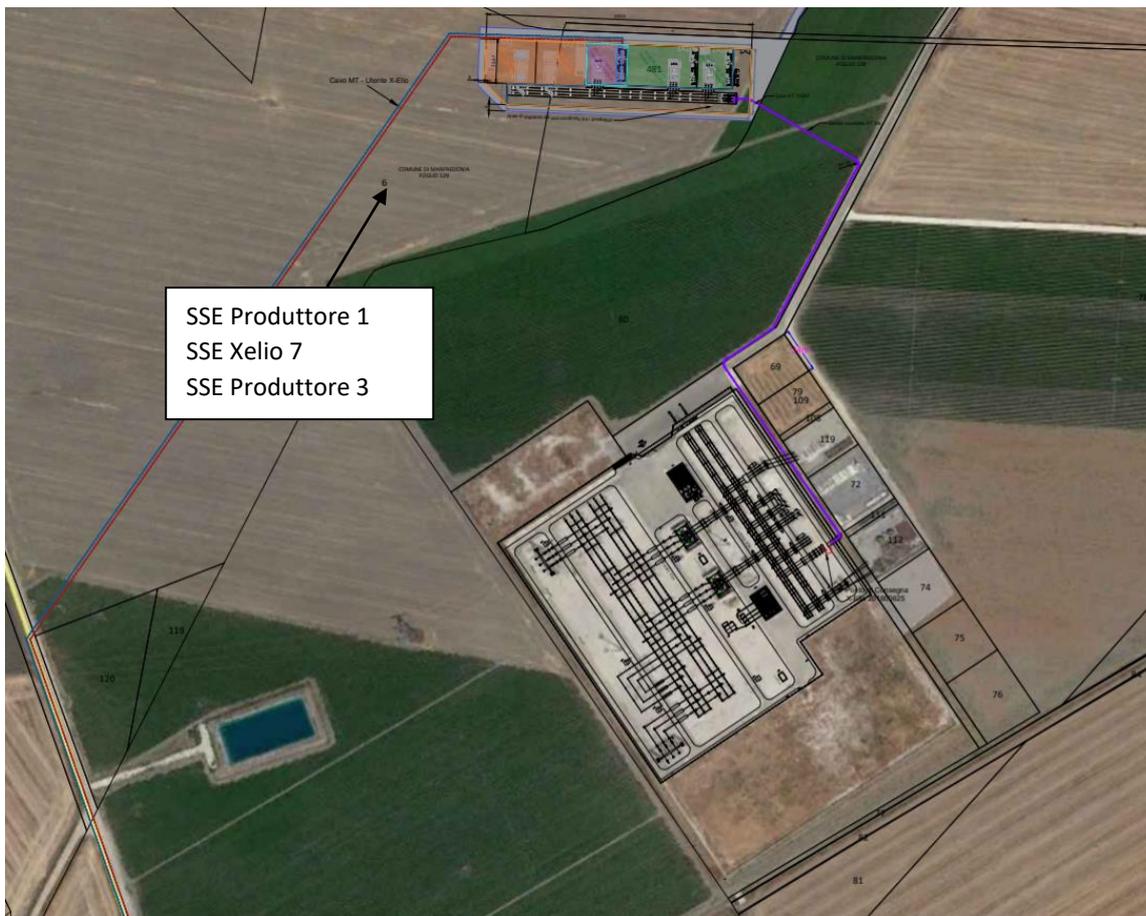


Figura 2: Area di ingombro della SSE TERNA “Manfredonia” e della SSE Xelio 7

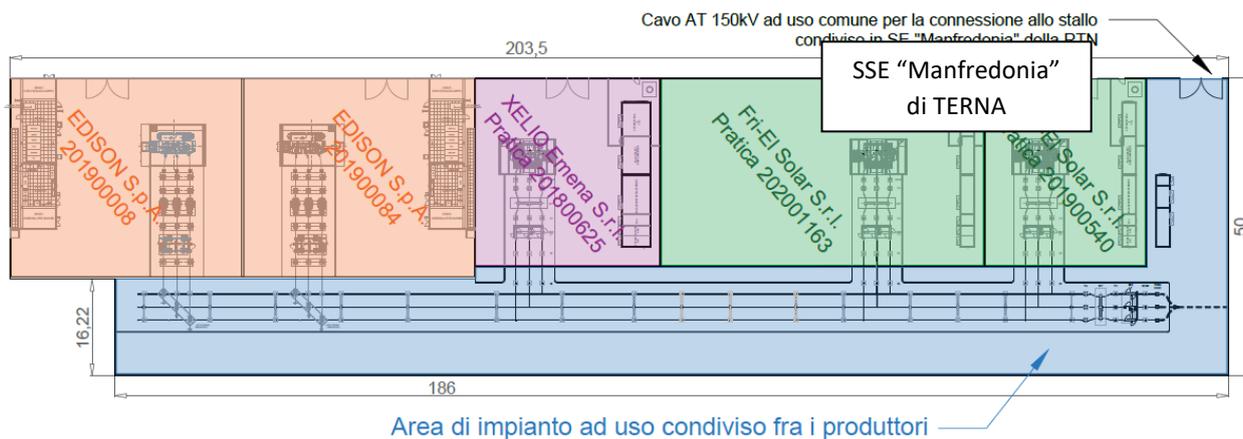


Figura 3: Area di ingombro della Stazione di Trasformazione Xelio 7 e di altre due SSE di Trasformazione che condividono il medesimo stallo, più le aree comuni

Per maggiori dettagli sulla configurazione della SSE Xelio 7 si rimanda agli schemi planimetrici ed unifilari ed alla relazione tecnica AS\_ORN\_08 B: “Relazione tecnica Impianto FV 68,475 MW B - SSE Xelio 7”.

## 3 Connessione alla rete

### 3.1 Prescrizioni generali

La Centrale dovrà essere dotata di un interruttore generale, che realizzi la separazione funzionale fra le attività di competenza del Gestore e quelle di competenza dell'Utente.

Gli avvolgimenti AT del trasformatore MT/AT saranno ad isolamento uniforme e collegati a stella, con terminale di neutro accessibile e predisposto per la connessione a terra, e gli avvolgimenti MT saranno collegati a triangolo.

L'avvolgimento AT del trasformatore elevatore MT/AT dovrà essere dotato di un variatore di tensione sotto carico con regolatore automatico in grado di consentire, con più gradini, una variazione della tensione a vuoto compresa almeno tra  $\pm 12\%$  della tensione nominale.

Il trasformatore elevatore dovrà essere opportunamente dimensionato (70 MVA) per consentire il transito della potenza attiva e reattiva massima, limitando le perdite reattive e comunque con una potenza apparente complessiva almeno pari al 120% della  $P_n$  dell'impianto.

I trasformatori BT/MT saranno opportunamente dimensionati per permettere il transito contemporaneo della potenza attiva e reattiva massima.

I campi fotovoltaici previsti saranno molto estesi, pertanto in corrispondenza della potenza attiva  $P=0$  ed in assenza di regolazione della tensione, l'impianto dovrà essere realizzato in modo che siano minimizzati gli scambi di potenza reattiva con la rete al fine di non influire negativamente sulla corretta regolazione della tensione. Pertanto, ad impianto fermo, in caso di potenze reattive scambiate superiori a 0,5 MVar, dovranno essere previsti sistemi di bilanciamento della potenza reattiva capacitiva prodotta dalla rete MT di parco in modo da garantire un grado di compensazione al punto di connessione compreso fra il 110% e il 120% della potenza reattiva prodotta dalla rete MT a  $V_n$ . Tali sistemi di bilanciamento saranno rappresentati da reattanze shunt.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere esclusi in maniera automatica in modo da bilanciare, almeno in parte, il maggior assorbimento di potenza reattiva dei trasformatori degli inverter e del trasformatore elevatore MT/AT di impianto e garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

In funzione delle necessità della rete locale Terna la centrale fotovoltaica dovrà essere provvista di sistemi di bilanciamento delle perdite induttive dei trasformatori a carichi elevati eventualmente non coperte dalle capability degli inverter, prevedendo un loro frazionamento al fine di garantire una buona compensazione a fronte di fuori servizio di parte del campo fotovoltaico.

Al di sopra di determinati valori di potenza attiva prodotta dalla Centrale Fotovoltaica tali sistemi di compensazione dovranno poter essere connessi in maniera automatica al fine di garantire il rispetto delle capability richieste al Punto di Consegna.

L'Utente dovrà essere in grado di effettuare le manovre sull'impianto di sua competenza ed eseguire in tempo reale gli ordini impartiti dal Gestore ai fini della sicurezza del sistema elettrico, mediante un sistema di teleconduzione ovvero tramite il presidio degli impianti attivo 24 ore al giorno; in particolare l'Utente disporrà di personale autorizzato sempre rintracciabile, effettuerà tutte le azioni necessarie affinché il proprio impianto sia integrato nei processi di controllo (in tempo reale e in tempo differito) e di conduzione della RTN, renderà disponibili al Gestore le telemisure ed i telesegnali di impianto necessari per l'osservabilità ed il controllo remoto della rete, garantirà l'efficienza degli organi di manovra e d'interruzione, degli automatismi, degli interblocchi e delle protezioni, il pronto intervento e la messa in sicurezza degli impianti.

E' prevista la installazione di un gruppo elettrogeno da 100 kVA, per sopperire ad eventuali aperture dei collegamenti della rete verso la Centrale Fotovoltaica in caso di necessità.

### 3.2 Limiti di funzionamento

La Centrale Fotovoltaica ed i relativi macchinari ed apparecchiature devono essere progettati, costruiti ed eserciti per restare in parallelo anche in condizioni di emergenza e di ripristino di rete. In particolare la Centrale, in ogni

condizione di carico, deve essere in grado di rimanere in parallelo alla rete AT, per valori di tensione nel punto di consegna, compresi nel seguente intervallo:

$$85\% V_n \leq V \leq 115\% V_n$$

con  $V_n$  la tensione nominale del punto di connessione.

Riguardo all'esercizio in parallelo con la rete AT in funzione della frequenza, la Centrale dovrà rimanere connessa alla rete per un tempo indefinito, per valori di frequenza compresi nel seguente intervallo:

$$47.5 \text{ Hz} \leq f \leq 51.5 \text{ Hz.}$$

Gli inverter dovranno avere caratteristiche di insensibilità alle variazioni di tensione Fault Ride Through (FRT) identiche in tutte le configurazioni di connessione alla rete (in entra-esce, in antenna, in derivazione rigida) per evitare di condizionare il commissioning delle macchine allo schema di connessione della Centrale.

È richiesto che gli inverter siano in grado di mantenere la connessione con la rete in caso di guasti esterni osservando i profili di sotto-tensione e sovra-tensione riprodotti nella figura sottostante.

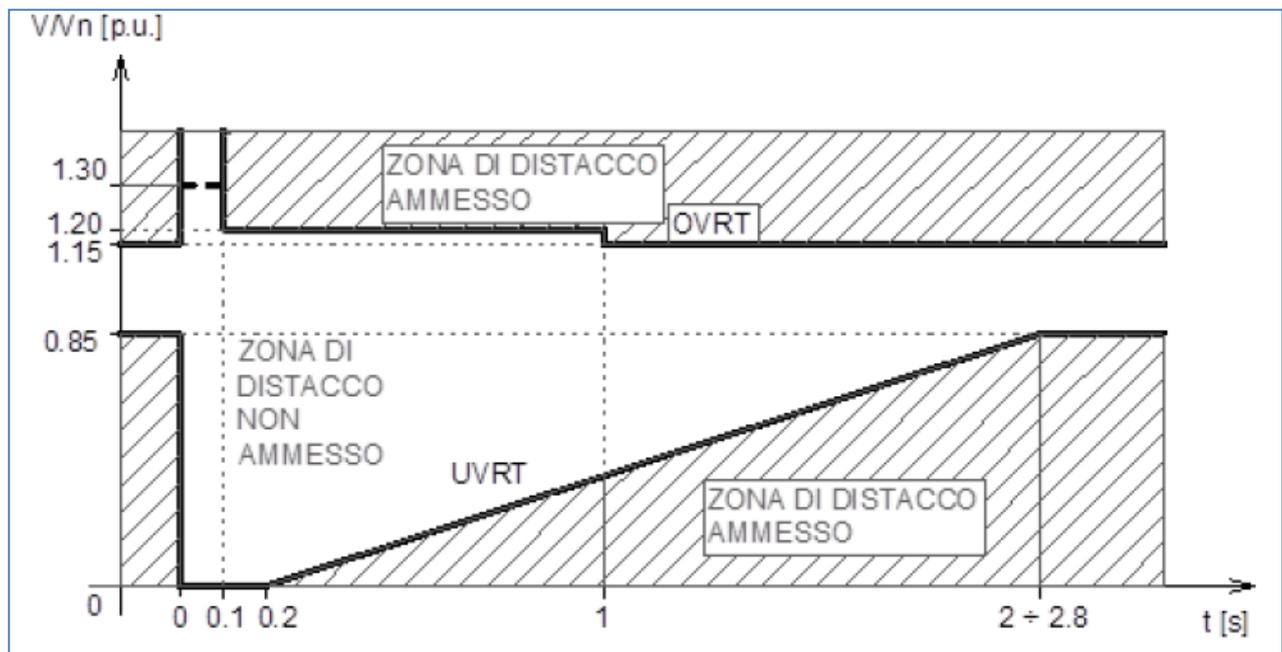


Figura 4: Caratteristica FRT al Punto di Connessione per Centrali Fotovoltaiche

Le tensioni considerate sono quelle concatenate al punto di connessione. La logica di distacco è del tipo 1 su 3; essa deve attivarsi sia per guasti simmetrici che per guasti dissimmetrici quando una delle tre misure di tensione supera in profondità (oppure in altezza) ed in durata il buco (oppure il picco) di tensione ammesso.

Tali profili tengono conto sia della necessità di attraversare i buchi di tensione provocati da guasti in rete (caratteristica Under Voltage Ride Through), sia della necessità di resistere agli aumenti transitori di tensione nelle fasi post-guasto (caratteristica Over Voltage Ride Through).

Si richiede di poter sostenere il totale annullamento della tensione per 200ms.

Nel primo tratto di 100ms il limite superiore è definito dal costruttore, ma comunque non deve risultare inferiore a 130 % della tensione nominale  $V_n$ .

Il tempo finale del tratto inclinato della caratteristica di UVRT dipende dal livello di tensione nominale del Punto di Connessione: 2s per le reti a 132/150 kV e 2,8 s per le reti a 220 kV.

All'interno dell'area di distacco non ammesso, quando il valore della tensione al punto di connessione è inferiore a  $0,85 V_n$  o superiore a  $1,15 V_n$  non vengono imposte prescrizioni rigide sull'erogazione di potenza attiva e reattiva. In ogni caso è richiesto che la limitazione della potenza attiva erogata sia correlata alla profondità del buco/picco di tensione e con limitato coinvolgimento delle fasi non interessate all'abbassamento/innalzamento di tensione. Dovranno comunque essere specificate le tecniche di gestione della potenza attiva erogata durante gli abbassamenti di tensione e le regolazioni relative dovranno essere concordate con il Gestore di Rete. Il comportamento previsto

degli inverter in tale modalità di funzionamento dovrà comunque essere descritto nei modelli forniti di cui al paragrafo 10. Al rientro all'interno di tale intervallo, dovrà essere ripristinata in un tempo non superiore a 500 ms la produzione attiva precedente al transitorio e la regolazione di potenza reattiva impostata.

### 3.3 Distorsione armonica

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale (THDV) della tensione (calcolato fino alla 50-esima armonica) nel Punto di Connessione non superi i seguenti valori, in accordo alla norma [IEEE 519] :

- THDV  $\leq$  2,5% per le reti a tensione nominale inferiore a 220 kV;
- THDV  $\leq$  1,5% per le reti con tensione nominale superiore od uguale a 220 kV.

#### Distorsione della corrente

Le emissioni di armoniche della Centrale Fotovoltaica devono essere tali per cui il massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THDI), calcolato fino alla 50-esima armonica e considerando come base la corrente nominale della Centrale Fotovoltaica nel Punto di Connessione non superi i valori indicati nella tabella di seguito riportata, in accordo alla norma [IEEE 519], dove  $I_n$  è la massima corrente immessa della Centrale Fotovoltaica e  $I_{cc}$  è la corrente di cortocircuito nel Punto di Connessione.

$I_{cc}/I_n$	$3 \leq h < 11$	$11 \leq h < 17$	$17 \leq h < 23$	$23 \leq h < 35$	$35 \leq h \leq 50$	THDI
<25	1	0.5	0.38	0.15	0.1	1.5
<25<50	2	1	0.75	0.3	0.15	2.5
$\geq 50$	3	1.5	1.15	0.45	0.22	3.75

**Tabella 2: massimo livello di distorsione armonica totale della corrente (THDI)**

### 3.4 Criteri di protezione e taratura della centrale fotovoltaica

La Centrale deve essere in grado di restare connessa alla rete in caso di guasti esterni ad eccezione dei casi in cui la selezione del guasto comporti la perdita della connessione.

Gli inverter di una Centrale Fotovoltaica devono poter sostenere il regime transitorio provocato da guasti successivi in rete tali che l'energia non immessa a causa dei guasti stessi negli ultimi 30 minuti sia inferiore a  $P_n \cdot 2s$ .

Nell'ipotesi che tali guasti siano correttamente eliminati dalle protezioni di rete e che la loro profondità e durata siano compatibili con la caratteristica FRT, le protezioni di Centrale non devono comandare anticipatamente la separazione della Centrale dalla rete stessa o la fermata degli inverter.

Per l'eliminazione dei guasti interni alla Centrale, che potrebbero coinvolgere altri impianti della rete, si deve prevedere la rapida apertura degli interruttori generali.

Inoltre, la Centrale deve essere dotata di protezioni in grado di individuare guasti esterni il cui intervento dovrà essere coordinato con le altre protezioni di rete, in accordo con quanto descritto nel documento [A.11] di TERNA.

Anche l'intervento delle protezioni per guasti esterni deve prevedere l'apertura degli interruttori generali e contemporaneamente degli interruttori di ogni inverter.

Le tarature delle protezioni contro i guasti esterni sono definite dal Gestore e devono essere impostate sugli apparati a cura del Titolare dell'impianto, assicurando la tracciabilità delle operazioni secondo procedure concordate.

Nel seguito sono forniti i requisiti di protezione degli impianti ed i valori di taratura degli apparati che normalmente sono prescritti per le Centrali Fotovoltaiche.

Alle Centrali Fotovoltaiche è richiesto di sostenere richiuse rapide e lente in rete senza controllo di sincronismo e quindi anche in condizione di rete asincrona.

Nella Fig. seguente è rappresentata una connessione tipica con sezione AT in aria con le principali protezioni previste. Possono essere richiesti dal Gestore adeguamenti del sistema protettivo in funzione delle esigenze della rete a cui l'impianto è connesso.

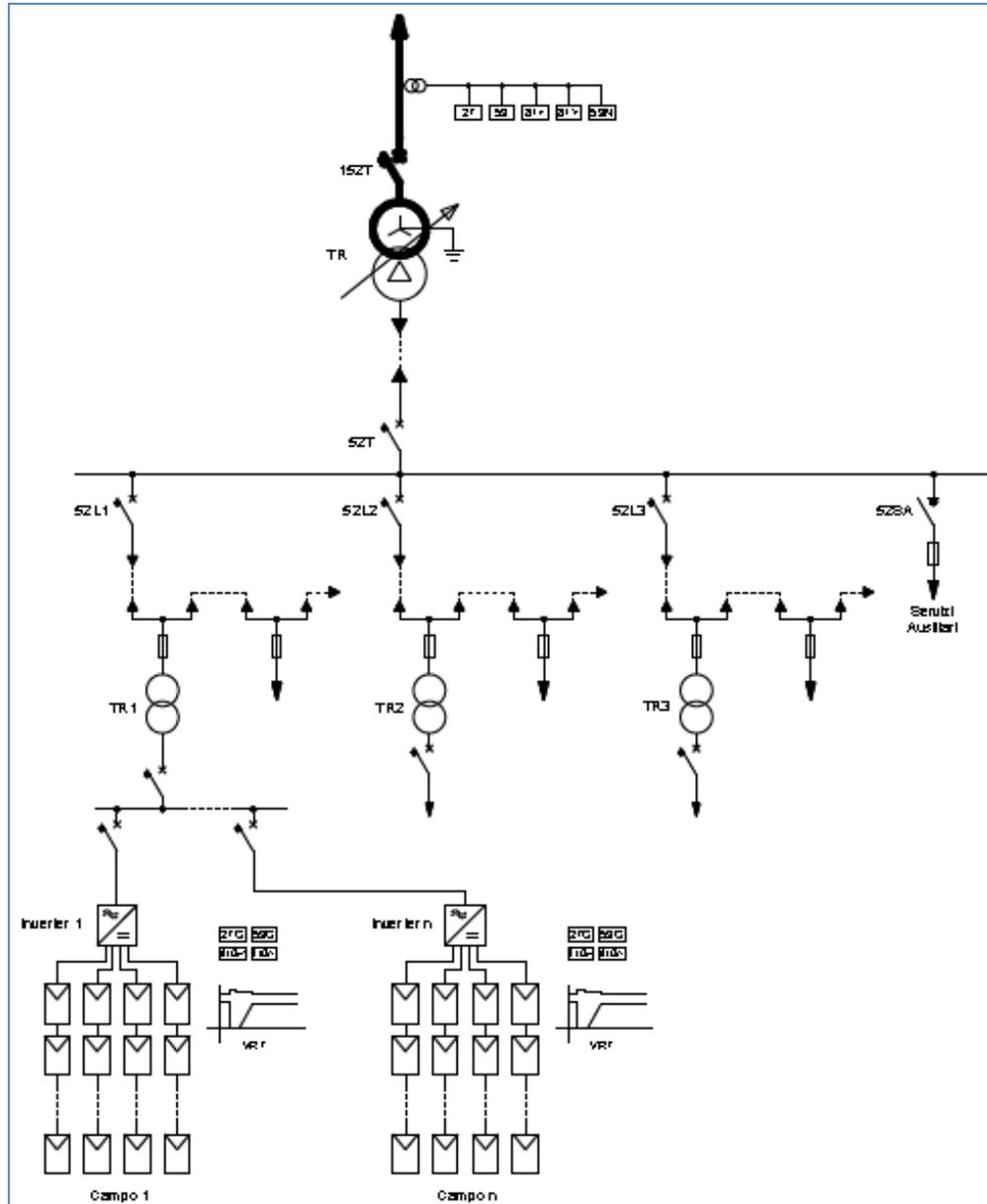


Fig. 5 Allegato A.68 TERNA – Assetto delle protezioni contro i guasti e le perturbazioni nella rete di connessione AT di una Centrale Fotovoltaica

### 3.5 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti esterni

Le tipologie di protezioni sensibili ai guasti esterni e alle perturbazioni di rete con i campi di regolazione ed i valori di taratura tipici da installare nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica ed a bordo degli inverter devono essere:

- Protezione di minima tensione rete (27);
- Protezione di massima tensione rete (59);
- Protezione di minima frequenza rete (81<);
- Protezione di massima frequenza rete (81>);
- Protezione di massima tensione omopolare rete (59N).

Per le prime quattro protezioni è richiesta l'alimentazione dei circuiti voltmetrici con tensioni concatenate. Per la quinta, presente solo sul lato AT, è richiesta un'alimentazione voltmetrica da TV con connessione a triangolo aperto, oppure, per relè in grado di ricavare la tensione omopolare al loro interno, dalle normali tensioni di fase fornite dai TV con collegamento a stella.

L'intervento delle protezioni citate deve comandare l'apertura dell'interruttore generale. Le Centrali Fotovoltaiche devono essere predisposte per ricevere dalla stazione affacciata comandi di apertura degli interruttori AT.

#### 3.5.1 Protezioni di rete nella sezione AT

Le tarature di riferimento delle protezioni di rete sensibili ai guasti esterni da impostare sul montante d'interfaccia con la rete AT sono descritte di seguito, avendo differenziato due tipiche configurazioni di connessione alla rete in accordo a quanto previsto nell'Allegato [A.2] al Codice di Rete:

CASO "A": Centrale connessa ad Impianto di Consegna in entrata su linea AT oppure connessa a Stazione o Cabina Primaria adiacente

CASO "B": Centrale su linea in antenna oppure in derivazione rigida su linea AT

Eventuali modifiche ai valori di taratura proposti nel seguito devono essere concordate con Terna.

Si ricorda che la centrale in oggetto ricade nel CASO "A".

Per la taratura dei relè installati nella sezione AT della Centrale Fotovoltaica sono indicati i seguenti valori:

**Tabella 3: taratura della Protezione di interfaccia generale**

Centrale Fotovoltaica – Protezioni contro i guasti esterni - Sezione AT						
PROTEZIONE						COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27)	$0,3 \div 1,0 V_{NR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$80 \% V_{NR}^{(1)}$	A) $2,0 \div 2,8$ s <sup>(2)</sup> B) 0,6 s	Scatto del trasformatore elevatore MT/AT lato AT
Massima tensione (59)	$1,0 \div 1,5 V_{NR}^{(1)}$	$0,0 \div 10,0$ s	Unica	$115 \% V_{NR}^{(1)}$	1,0 s	
Massima Tensione omopolare (59N)	$0,05 \div 1,5 V_{RES\_MAX}^{(3)}$	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	$10 \div 20\% V_{RES\_MAX}^{(3)}$	A) $2,0 \div 2,8$ s <sup>(2)</sup> B) 1,2 s	
			2ª soglia <sup>(4)</sup>	$70\% V_{RES\_MAX}$	0,1 s	
Minima frequenza (81<) <sup>(5)</sup>	45 ÷ 50 Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	47,5 Hz	4,0 s	
			2ª soglia	46,5 Hz	0,1 s	
Massima frequenza (81>) <sup>(6)</sup>	50 ÷ 53 Hz	$0,0 \div 10,0$ s	1ª soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2ª soglia	52,5 Hz	0,1 s	

Note:

(1) VnR è la tensione nominale della rete;

(2) Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

(3) VRES = 3V0 è la tensione residua riscontrabile nella rete AT per corto circuito monofase a terra. I valori di taratura più bassi della 1a soglia sono associati ai casi di Centrali con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT. In tale caso infatti la tensione residua massima (VRES MAX) può arrivare fino a 3 volte la tensione nominale di fase. Viceversa i valori più elevati sono associati ai casi con trasformatori a neutro a terra lato AT in cui la tensione residua massima (VRES MAX) su guasto monofase a terra assume, con Fattore di Guasto a Terra (FGT) prossimo a 1, valori variabili intorno alla tensione di fase.

(4) Soglia applicata ai soli impianti di produzione con trasformatore AT/MT a neutro isolato lato AT

(5) Tensione operativa 0,2 VnG

(6) Tensione operativa 0,8 VnG

### 3.5.2 Protezioni degli inverter

Le tarature degli inverter riportate sono indipendenti dallo schema di connessione.

**Tabella 4: taratura della Protezione di interfaccia degli inverter**

Centrale Fotovoltaica connessa alla rete AT – Protezioni inverter						
PROTEZIONE	CAMPI DI REGOLAZIONE		TARATURE DI RIFERIMENTO			COMANDO
	Range di regolazione	Ritardo	Soglia	Valori di taratura	Ritardo	
Minima tensione (27G)	0,3 ÷ 1,0 V <sub>I</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	85 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	2,0 ÷ 2,8 s <sup>(2)</sup>	Arresto inverter
		0,0÷10,0 s	2 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	30 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	0,85 s	
		0,0÷200,0 s	3 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	90 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	60 s	
Massima tensione (59G)	1,0 ÷ 1,5 V <sub>I</sub> <sup>(1)</sup>	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	115 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	1,0 s	
		0,0÷10,0 s	2 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	120 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	0,1 s	
		0,0÷200,0 s	3 <sup>a</sup> soglia (opzionale)	110 % V <sub>nl</sub> <sup>(1)</sup>	60 s	
Minima frequenza (81G<) <sup>(4)</sup>	45 ÷ 50 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	47,5 HZ	4,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	46,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	
Massima frequenza (81G>) <sup>(5)</sup>	50 ÷ 53 Hz	0,0÷10,0 s	1 <sup>a</sup> soglia	51,5 Hz	1,0 s	
			2 <sup>a</sup> soglia	52,5 Hz	0,1 s <sup>(6)</sup>	

Note:

<sup>(1)</sup> V<sub>nl</sub> è la tensione nominale dell'inverter;

<sup>(2)</sup> Valori di ritardo: 2,0 s nelle reti a 132-150 kV; 2,6 s nelle reti a 220 kV;

<sup>(3)</sup> E' ammessa una diversa coppia di valori tensione e tempo purché coincidente con un punto del tratto inclinato della caratteristica di LVRT, riportata ai morsetti dell'inverter

<sup>(4)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,2 V<sub>nl</sub>

<sup>(5)</sup> Tensione operativa raccomandata: 0,8 V<sub>nl</sub>

<sup>(6)</sup> Sono accettate anche tarature con tempi di intervento superiori.

### 3.5.3 Protezioni della Centrale Fotovoltaica contro i guasti interni

L'impianto dovrà essere realizzato in modo che le protezioni contro i guasti interni isolino tempestivamente, e selettivamente, la sola parte della Centrale Fotovoltaica che è stata coinvolta dal disservizio senza coinvolgere la rete esterna o altri Utenti direttamente o indirettamente connessi.

### 3.5.4 Protezioni del trasformatore AT/MT

Le protezioni minime che devono essere previste per il trasformatore elevatore MT/AT contro i guasti interni all'impianto sono le seguenti:

- Massima Corrente di fase del trasformatore lato AT a due soglie di intervento; una istantanea e una ritardata (50/51);
- Differenziale di trasformatore (87T);
- Massima Corrente di fase del trasformatore lato MT ad una o due soglie di intervento ritardato (51).

Le protezioni di massima corrente di fase lato AT e differenziale trasformatore devono essere allocate in apparati distinti. Le azioni determinate dall'intervento di tali protezioni sono l'apertura degli interruttori AT ed MT del trasformatore elevatore (azione di scatto con blocco in apertura di tali interruttori).

Per la protezione di massima corrente di fase MT l'azione indicata è quella di apertura del solo interruttore lato MT.

Alle protezioni elettriche suddette si aggiungono la protezione Buchholz (97), minimo livello olio (63), massima temperatura (26), ecc... i cui livelli d'intervento nonché i relativi comandi sono decisi dal costruttore della macchina e/o dall'esercente.

### 3.5.6 Protezioni installate nella sezione MT

Dovranno essere adottate idonee protezioni contro i guasti fase-fase e fase-terra, con impostazioni tali da garantire la corretta selezione ed eliminazione dei guasti in ogni comparto o componente della sezione MT di impianto e la non interferenza di intervento con le protezioni della rete AT.

### 3.6 Calcoli delle potenze e delle correnti di corto circuito

La potenza di cortocircuito è certamente il parametro più importante nella progettazione di un grande impianto elettrico.

Nel punto di alimentazione dell'impianto vanno definiti due valori di potenza di cortocircuito:

- la potenza di cortocircuito massima, che viene raggiunta quando le fonti di energia sono tutte presenti nella loro pian efficienza;
- la potenza di cortocircuito minima, che si ottiene dalla precedente ipotizzando la mancanza di una o più fonti di energia a causa di motivi diversi (guasti, manutenzione, ridotta disponibilità di energia primaria, ecc.).

Per un dimensionamento esecutivo dei parametri in gioco dovranno essere rese disponibili, da TERNA, le potenze di cortocircuito massima e minima nel punto di connessione della centrale fotovoltaica in esame.

In attesa di tali valori, si assumono in questa sede valori di ingresso plausibili, che siano opportunamente vicini ai massimi valori di guasto ipotizzati da TERNA per le linee alta tensione a 150 kV.

Tali valori si considerano del tutto indicativi, in attesa di ricevere i dati di ingresso di cui sopra.

Le potenze di cortocircuito massime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, considerando anche i contributi interni degli impianti (generatori fotovoltaici).

In base ai valori ottenuti e ai tempi di intervento delle protezioni si dimensionano i cavi e le apparecchiature principali (quadri, interruttori, sbarre, ecc.).

Le potenze di cortocircuito minime devono essere calcolate ai vari livelli di tensione, senza tenere conto dei contributi interni dell'impianto.

Dalla potenza di cortocircuito minima dipende la distorsione della forma d'onda della tensione dovuta alla presenza di generatori non lineari (inverter).

Da un punto di vista dimensionale, la potenza di cortocircuito massima dovrebbe essere piccola, mentre la potenza di cortocircuito minima dovrebbe essere grande. Vanno pertanto scelte tensioni di cortocircuito dei trasformatori in modo da disporre di potenze di cortocircuito minime non troppo basse per evitare elevate cadute di tensione e, al tempo stesso, potenze di cortocircuito massime non troppo elevate per evitare quadri e apparecchiature di costo eccessivo o non reperibili sul mercato.

Per calcolare la potenza di cortocircuito in un punto dell'impianto si ipotizza che la resistenza sia trascurabile rispetto alla reattanza, perché solitamente il rapporto reattanza / resistenza di una rete di distribuzione (fino alle sbarre) è superiore a sette. In pratica, l'impedenza coincide con la reattanza.

Pertanto, la potenza di cortocircuito di un sistema elettrico costituito da n elementi in serie (generatori, linee, trasformatori), le cui potenze di cortocircuito siano  $P_1, P_2, P_3, \dots P_n$ .

La potenza (apparente) di cortocircuito trifase è:

$$P_{cc} = \sqrt{3} U I_{cc}$$

dove:

- U è la tensione nominale concatenata;

- $I_{cc}$  è la corrente di cortocircuito trifase  
Considerando  $Z \cong X$  si ha:

$$I_{cc} = \frac{E}{X}$$

dove  $E = U/\sqrt{3}$  è la tensione di fase e quindi:

$$I_{cc} = \frac{U}{X \sqrt{3}}$$

Si ottiene così:

$$P_{cc} = \sqrt{3}U \frac{U}{X\sqrt{3}} = \frac{U^2}{X}$$

La potenza di cortocircuito di un sistema a tensione  $U$  composto da  $n$  elementi in serie aventi reattanze  $X_1, X_2, \dots, X_n$  è:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X_1 + X_2 + \dots + X_n}$$

D'altra parte, la reattanza  $X_i$  del generico elemento del sistema elettrico con potenza di cortocircuito  $P_i$  vale:

$$X_i = \frac{U^2}{P_i}$$

E dunque:

$$P_{cc} = \frac{U^2}{\frac{U^2}{P_1} + \frac{U^2}{P_2} + \dots + \frac{U^2}{P_n}} = \frac{U^2}{\frac{1}{P_1} + \frac{1}{P_2} + \dots + \frac{1}{P_n}}$$

La potenza di cortocircuito di un trasformatore vale:

$$P_{cc} = \frac{P}{u_{cc}} 100$$

dove:

- $P$  è la potenza nominale del trasformatore;
- $u_{cc}$  è la tensione di cortocircuito percentuale.

Nel trasformatore la  $u_{cc}$  dipende dall'impedenza di cortocircuito, ma questa è così poco diversa dalla reattanza che non vale la pena distinguere l'una dall'altra. La potenza di cortocircuito di una linea vale ( $Z \cong X$ ):

$$P_{cc} = \frac{U^2}{X}$$

### 3.6.1 Calcolo della potenza di cortocircuito massima

Si ipotizza, in attesa dei dati ufficiali di TERNA, una potenza di cortocircuito massima  $P_{rete}$  di 10.000 MVA, che alimenta l'autotrasformatore 220/150 kV che alimenterà la SSE Utente.

La linea alimenterà un trasformatore da 70 MVA,  $u_{cc}=12\%$ .

Dalle sbarre MT saranno alimentati

- 8 trasformatori da 6,56 MVA, 30/0,630 kV,  $u_{cc}=8\%$ ;
- 1 trasformatore da 3,28 MVA, 30/0,630 kV,  $u_{cc}=8\%$ ;

- 1 trasformatore da 2 MVA, 30/0,630 kV, U<sub>cc</sub>=8%.

Da ognuno degli 8 trasformatori da 6,56 MVA saranno alimentati 4 inverter con S=2000 kVA, collegati alle stringhe di moduli in campo.

Dal trasformatore da 3,28 MVA saranno alimentati 2 inverter con S=2000 kVA, collegati alle stringhe di moduli in campo.

Dal trasformatore da 2 MVA sarà alimentato 1 inverter con S=2000 kVA, collegato alle stringhe di moduli in campo.

### 3.6.2 P1: Pcc nel punto arrivo linea TERNA 220 kV ai capi delle sbarre AT della SSE Utente

Si ipotizza, in assenza di informazioni di TERNA  $P_{cc\ rete} = 10.000\ MVA$

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{10000\ MVA}{220\ kV \cdot 1,732} = 26,24\ kA$$

e che la linea in alta tensione che collega la sottostazione Utente, proveniente da Taranto, abbia una lunghezza di circa 40 km.

Pertanto la potenza di cortocircuito della linea a 220 kV risulta essere:

$$P_{L\ 220\ kV} = \frac{U^2}{X_{L\ 220\ kV}} = \frac{220000^2\ V}{0,4\ \Omega \cdot 40\ km} = 3025\ MVA$$

Sommando le due potenze di cortocircuito in serie della rete e della linea si avrà:

$$P_1 = \frac{1}{\frac{1}{P_{rete}} + \frac{1}{P_L}} = \frac{1}{\frac{1}{10000} + \frac{1}{3025}} = 2322\ MVA$$

La corrente di cortocircuito sarà data da:

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{2322\ MVA}{150\ kV \cdot 1,732} = 8,94\ kA.$$

In ogni caso, l'interruttore generale e tutti i componenti in alta tensione dovranno essere in grado di sopportare una  $I_{cc} = 31,5\ kA$ .

### 3.6.2 P2: Pcc sull'autotrasformatore AT 380/230 kV 200 MVA nella Stazione di smistamento TERNA di Manfredonia

Si ipotizza la presenza di un autotrasformatore di alta tensione posto nella sottostazione elettrica, con i seguenti dati di targa:

- S= 200 MVA
- U1/U2 = 220/150 kV
- U<sub>cc</sub>% =12

Con tali valori, la potenza di cortocircuito del trasformatore sarà data da:

$$P_{CC\ Trafo} = \frac{200MVA}{12} \cdot 100 = 1666,3\ MVA$$

Sommando in serie le potenze di cortocircuito della rete, della linea AT 220 kV e dell'autotrasformatore 220/150 kV da 200 MVA, si ottiene:

$$P_2 = \frac{1}{\frac{1}{P_{rete}} + \frac{1}{P_L} + \frac{1}{P_{TR220kV}}} = \frac{1}{\frac{1}{10000MVA} + \frac{1}{3025MVA} + \frac{1}{1666,6MVA}} = 970 \text{ MVA}$$

Pertanto, con:

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{970 \text{ MVA}}{150 \text{ kV} \cdot 1,732} = 3,733 \text{ kA}$$

La Icc sui morsetti di uscita dell'autotrasformatore 220/150 kV, considerando la rete a monte di potenza infinita, sarebbe pari a:

$$I_{CC \text{ trafo}} = \frac{P_{trafo}}{U \sqrt{3} u_{CC}} 100 = 6,415 \text{ kA}$$

### 3.6.3 P<sub>3</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre MT della SSE Utente

Il trasformatore di alta tensione 150/30 kV posto nella Stazione elettrica Xelio 7 dovrà avere i seguenti dati di targa:

- S= 70 MVA
- U1/U2 = 150/30 kV
- U<sub>cc%</sub> =12

Con tali valori, la potenza di cortocircuito del trasformatore sarà data da:

$$P_{CC \text{ Trafo}} = \frac{70MVA}{12} 100 = 583,3 \text{ MVA}$$

La Icc sui morsetti di uscita del trasformatore, considerando la rete a monte di potenza infinita, sarebbe pari a:

$$I_{CC \text{ trafo}} = \frac{P_{trafo}}{U \sqrt{3} u_{CC}} 100 = 11,227 \text{ kA}$$

Sommando in serie invece le potenze di cortocircuito della rete, della linea alta tensione, dell'autotrasformatore 220/150 kV da 200 MVA e del trasformatore 150/30 kV da 70 MVA, si ottiene un valore più realistico della potenza di cortocircuito all'origine dell'impianto in media tensione, che sarà pari a:

$$P_3 = \frac{1}{\frac{1}{P_2} + \frac{1}{P_{TR150kV}}} = \frac{1}{\frac{1}{970MVA} + \frac{1}{583,3MVA}} = 364,26 \text{ MVA}$$

Pertanto, con:

$$I_{CC} = \frac{P_{CC}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{364,26 \text{ MVA}}{30 \text{ kV} \cdot 1,732} = 7,01 \text{ kA}$$

si ipotizza una Icc ad inizio impianto in media tensione pari a 7,01 kA.

Ciononostante, la tenuta al corto circuito delle apparecchiature MT dovrà essere pari a 16 kA.

### 3.6.4 P<sub>4</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre MT delle cabine di trasformazione del campo Nord

La cabina di smistamento del campo nord dista circa 9,7 km dalla sottostazione Utente ed è alimentata da 2 linee MT in parallelo.

Pertanto si ipotizza che la potenza di cortocircuito della linea a 30 kV sia:

$$P_{L1\ 30\ kV} = \frac{U^2}{X_{L\ 30\ kV}} = \frac{30000^2\ V}{\frac{0,1\Omega}{2} \cdot 9,7\ km} = 1856\ MVA$$

Sommando anche qui tutte le potenze di cortocircuito in serie, si avrà, sulle sbarre della cabina di smistamento del campo nord:

$$P_4 = \frac{1}{\frac{1}{P_3} + \frac{1}{P_{L30kV}}} = \frac{1}{\frac{1}{364,26\ MVA} + \frac{1}{1856\ MVA}} = 318,35\ MVA$$

La  $I_{cc}$  sarà pertanto:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{318,35\ MVA}{30\ kV \cdot 1,732} = 6,13\ kA$$

La tenuta al corto circuito delle apparecchiature MT dovrà comunque essere pari a 16 kA.

### 3.6.5 P<sub>5</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre MT delle cabine di trasformazione del campo Sud

Le cabine del campo Sud distano circa 12,5 km dalla SSE Orta Nova e saranno alimentate da due linee in parallelo, ciascuna formata da due terne di cavi.

Sarà pertanto:

$$P_{L2\ 30\ kV} = \frac{U^2}{X_{L\ 30\ kV}} = \frac{30000^2\ V}{\frac{0,1\Omega}{4} \cdot 12,5\ km} = 2880\ MVA$$

Sommando anche qui tutte le potenze di cortocircuito in serie, si avrà, sulle sbarre della cabina di smistamento del campo sud:

$$P_5 = \frac{1}{\frac{1}{P_3} + \frac{1}{P_{L2\ 30kV}}} = \frac{1}{\frac{1}{364,26\ MVA} + \frac{1}{2880\ MVA}} = 323,36\ MVA$$

La  $I_{cc}$  sarà pertanto:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{323,36\ MVA}{30\ kV \cdot 1,732} = 6,22\ kA$$

La tenuta al corto circuito delle apparecchiature MT dovrà comunque essere pari a 16 kA.

### 3.6.6 P<sub>6</sub>: P<sub>cc</sub> sui morsetti BT del secondario di un trafo 30/0,63 kV a protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo Nord

Il campo fotovoltaico nord conterrà 3 cabine di trasformazione:

- Cabina 1 campo Nord: 2 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 3,28 MVA, ucc%=8%
- Cabina 2 campo Nord: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA ucc%=8%;
- Cabina 3 campo Nord: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA, ucc%=8%.

Il trasformatore previsto per le cabine del campo nord con S=6,56 MVA sarà con doppio avvolgimento sul lato BT, a 630 V, a ciascuno dei quali saranno collegati due inverter con P<sub>n</sub> = 1640 kW, P<sub>cc</sub> = 2P = 3,28 MVA, I<sub>cc</sub> = 2I<sub>n</sub> = 2\*1502 A = 3 kA.

Con tali valori, la potenza di cortocircuito sui morsetti di uscita di ciascuno dei due avvolgimenti del trasformatore MT/BT sarà data da:

$$P_{cc \text{ Trafo}} = \frac{3,28 \text{ MVA}}{8} 100 = 41 \text{ MVA}$$

La I<sub>cc</sub> sui morsetti di uscita di ciascuno dei due avvolgimenti del trasformatore MT/BT del trasformatore, considerando la rete a monte di potenza infinita, sarebbe pari a:

$$I_{cc \text{ trafo}} = \frac{P_{trafo}}{U \sqrt{3} u_{cc}} 100 = 37,57 \text{ kA}$$

Considerando la potenza di cortocircuito a monte invece si ha:

$$P_6 = \frac{1}{\frac{1}{P_4} + \frac{1}{P_{1/2Tr MT}}} = \frac{1}{\frac{1}{318,35 \text{ MVA}} + \frac{1}{41 \text{ MVA}}} = 36,32 \text{ MVA}$$

Sul lato BT di ciascuno dei due avvolgimenti a 630 V si avrà quindi, considerando la potenza di cortocircuito della rete:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U \sqrt{3}} = \frac{36,32 \text{ MVA}}{0,63 \text{ kV} * 1,732} = 33,28 \text{ kA}$$

### 3.6.7 P<sub>7</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre BT del Quadro di protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo nord

Sul lato BT di ciascun avvolgimento a 630 V del Trasformatore, sono collegati 2 inverter la cui P<sub>cc</sub>= 2P<sub>n</sub>= 3,28 MVA. La loro presenza impone di considerare la potenza di cortocircuito della rete sommata alla potenza di cortocircuito degli inverter. La loro somma però va considerata in parallelo, perché ciascuno dei due è in grado di generare una corrente di guasto. Pertanto si avrà:

$$P_7 = P_{cc \text{ Sbarre inverter}} = P_5 + P_{\text{inverter}} = 36,32 \text{ MVA} + 3,28 \text{ MVA} = 39,6 \text{ MVA}$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U \sqrt{3}} = \frac{39,6 \text{ MVA}}{0,63 \text{ kV} * 1,732} = 36,29 \text{ kA}$$

I componenti lato BT dovranno avere una  $I_{cn} = 50$  kA.

### 3.6.8 P<sub>8</sub>: P<sub>cc</sub> sulle sbarre BT del secondario 1 del trafo 30/0,63 kV a protezione degli inverter delle cabine di trasformazione del campo sud

Il campo fotovoltaico sud conterrà 7 cabine di trasformazione:

- Cabina 1 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 3,28 MVA;
- Cabina 2 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA;
- Cabina 3 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA;
- Cabina 4 campo Sud: 1 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 2 MVA;
- Cabina 5 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA;
- Cabina 6 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA;
- Cabina 7 campo Sud: 4 inverter da 1640 kW; 1 trasformatore 30/0,63 kV 6,56 MVA.

Analogamente al campo nord, per il campo sud le grandezze in gioco saranno pressoché identiche, con la sola sostituzione di  $P_{cc L1 MT}$  con  $P_{cc L2 MT}$

Sarà pertanto:

$$P_4 = \frac{1}{\frac{1}{P_5} + \frac{1}{P_{1/2 Tr MT}}} + P_{(2 Inv)} = \frac{1}{\frac{1}{323,36 MVA} + \frac{1}{41 MVA}} + P_{(2 Inv)} = 37,2 MVA$$

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{U \cdot \sqrt{3}} = \frac{37,2 MVA}{0,63 kV \cdot 1,732} = 36,38 kA$$

I componenti lato BT dovranno avere una  $I_{cn} = 50$  kA.

### 3.6.9 Correnti di corto circuito fase/terra e stato del neutro MT

Nei sistemi a neutro isolato la corrente di guasto monofase a terra è prevalentemente capacitiva ed aumenta con la tensione e la capacità verso terra delle linee MT collegate allo stesso sistema di sbarre.

La capacità, a sua volta, aumenta con l'estensione della rete.

La corrente di guasto a terra si può calcolare con la formula:

$$I_F = (0,003) L_1 + 0,2 L_2) U$$

dove:

- $I_F$  è la corrente di guasto a terra, in Ampere;
- $L_1$  è la lunghezza delle linee aeree alimentate dalle stesse sbarre, in chilometri;
- $L_2$  è la lunghezza delle linee in cavo alimentate dalle stesse sbarre, in chilometri;
- $U$  è la tensione concatenata del sistema elettrico, in kilovolt.

La corrente di guasto (capacitiva) dipende soprattutto dalla lunghezza dei cavi, che hanno una capacità verso terra maggiore delle linee aeree.

Nel caso in esame si stima una estensione delle linee MT in cavo di circa 75 km.

Con tale distanza, la formula di cui sopra diventa:

$$I_F = (0 + 0,2 \cdot 75) 30 = 15 \cdot 30 = 450 A$$

Con una durata del guasto a terra ( $t_f$ ) non superiore a 0,5 s la tensione di contatto ammissibile secondo la Curva indicata in figura 8 (CEI 99-3) deve essere:

$$U_{Tp} = 220 \text{ V}$$

Di conseguenza, il valore di resistenza dell'impianto di terra dovrà essere:

$$R_T = U_{Tp} / I_F = 220/450 = 0,48 \Omega$$

Con valori più bassi della resistenza di terra si potrà configurare il tempo di intervento delle protezioni omopolari con tempo di intervento maggiore di 0,5 s, realizzando, nei limiti offerti dal sistema, una selettività cronometrica tra le protezioni MT poste in serie.

### 3.7. SISTEMI DI REGOLAZIONE E CONTROLLO

Le principali funzionalità richieste agli impianti fotovoltaici sono i seguenti:

- Controllo della produzione
- Modalità di avviamento e riconnessione alla rete
- Regolazione della potenza reattiva
- Regolazione della potenza attiva
- Sistemi di teledistacco della produzione

#### 3.7.1. Controllo della produzione

Le caratteristiche costruttive della Centrale e dei sistemi di gestione della potenza, devono essere tali da garantire una immissione di potenza attiva controllabile. Al solo fine di garantire la sicurezza della rete il Gestore può, nei casi sotto indicati, richiedere una limitazione temporanea della produzione, compreso l'annullamento dell'immissione in rete. A tale scopo è necessario che la riduzione, attuata dall'Utente e sotto la sua responsabilità, avvenga senza ritardi ed in tempi brevi, ovvero entro un massimo di 15 minuti dall'invio della comunicazione.

La limitazione deve essere attuata dall'Utente da remoto e comunque entro 15 minuti. Deve essere possibile in ogni condizione di esercizio dell'impianto, a partire da qualsiasi punto di funzionamento, nel rispetto del valore di potenza massima imposto dal Gestore.

Deve essere possibile ridurre la produzione secondo gradini di ampiezza massima pari al 5% della potenza installata.

#### 3.7.2. Modalità di avviamento e riconnessione alla rete

Al fine di evitare transitori di frequenza/tensione indesiderati al parallelo con la rete delle Centrali Fotovoltaiche queste si devono sincronizzare con la rete aumentando la potenza immessa gradualmente.

Per garantire l'inserimento graduale della potenza immessa in rete deve essere rispettato un gradiente positivo massimo non superiore al 20% al minuto della  $P_n$  del campo fotovoltaico.

Per evitare fenomeni oscillatori sui flussi di potenza nelle fasi iniziali della connessione, è ammesso che la rampa di presa di carico inizi quando la potenza erogata dall'inverter raggiunge il valore di 5%  $P_{nd}$

Tale prescrizione si applica sia in casi di rientro in servizio della Centrale (rientro da fermata intenzionale) sia a seguito di riconnessione dopo l'intervento di protezioni per guasti o transitori di frequenza.

In ogni caso l'entrata in servizio della Centrale Fotovoltaica con immissione di potenza è condizionata ad una frequenza di rete non superiore a 50.2 Hz .A ciò deve conformarsi il sistema di controllo della centrale, o degli inverter.

#### 3.7.3 Regolazione della potenza reattiva

La Centrale in parallelo con la rete deve essere in grado di partecipare al controllo della tensione del sistema elettrico. Tale controllo deve essere realizzato in funzione del segnale di tensione prelevato dai TV installati nella sezione AT della Centrale. Il valore di tensione di riferimento sarà comunicato dal Gestore e dovrà essere applicato

dall'Utente (logica locale), anche in tempo reale (entro e non oltre 15 minuti dalla richiesta pervenuta da Terna); inoltre il sistema di controllo della Centrale deve essere predisposto affinché il valore della tensione di riferimento o della potenza reattiva scambiata dall'impianto sia modulabile mediante telecomando o tele-segnaletto di regolazione inviato da un centro remoto del Gestore (logica remota).

### 3.7.3.1. Curve di Capability al Punto di Connessione

Al punto di connessione, la capability equivalente dell'impianto risente della produzione di reattivo eventualmente non compensata della rete in cavo MT e, soprattutto per alti valori di potenza attiva prodotta, delle perdite di potenza reattiva nei trasformatori degli inverter BT/MT e nei/nei trasformatori elevatori MT/AT. Le curve limite in sovra e sotto-eccitazione della capability hanno pertanto un andamento curvo dipendente dal dimensionamento di detti trasformatori e sono quindi differenti da impianto a impianto.

L'impianto nel suo complesso dovrà fornire una regolazione di tipo continuo nell'area minima con campitura rossa scura descritta di seguito.

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata superiore ad una soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si richiede che:

- il limite di capability in sotto-eccitazione deve essere almeno pari al 35%  $P_{nd}$  per ogni valore di potenza attiva;
- il limite di capability in sovra-eccitazione può variare secondo una curva dal valore di 35%  $P_{nd}$  fino ad un valore minimo di 30%  $P_{nd}$  in corrispondenza di un valore di potenza attiva pari alla  $P_{nd}$ .

Per quanto riguarda la zona con potenza attiva erogata inferiore alla precedente soglia del 10÷20% della  $P_{nd}$ , si prefigurano due diverse modalità di funzionamento.

- In caso sia possibile l'erogazione di potenza reattiva anche a potenza nulla, si richiede che il valore massimo erogabile/assorbibile sia ancora pari al 35%  $P_{nd}$ .
- In caso non sia possibile tale modalità di funzionamento, si richiede una diminuzione progressiva del valore di potenza reattiva  $Q$  erogabile fino ad annullare il contributo per valori di potenza attiva  $P$  nulla. Questo funzionamento è richiesto per evitare brusche variazioni a gradini della potenza reattiva a seguito dello stop dell'impianto per discesa dell'irraggiamento al di sotto del valore di arresto. In questo caso non si danno prescrizioni vincolanti sulla forma esatta dei limiti di capability.

In caso di presenza di banchi di condensatori (se richiesti da Terna) questi devono essere inseriti al di sopra di una soglia di potenza attiva ( $P_{insezione BC}$ ) e al di sotto di una certa tensione ( $V_{insezione BC}$ ) concordate fra Terna e l'Utente a livello di Regolamento di Esercizio in modo da compensare parzialmente le perdite induttive residue come indicato dall'area campita in azzurro nella figura sottostante. Si richiede che tramite tale compensazione sia garantito per valori di potenza attiva  $P_{nd}$  un valore di potenza reattiva capacitiva prodotta del 35%  $P_{nd}$ , con una precisione minima del  $\pm 2\%$   $P_{nd}$  a  $V_n$ .

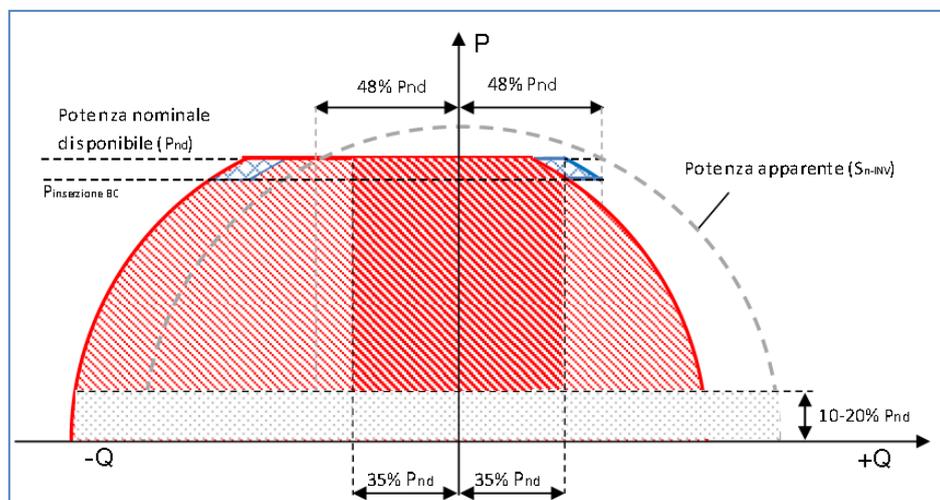


Fig. 6 – Curva capability P/Q della Centrale Fotovoltaica al Punto di Connessione AT alla tensione nominale  $V_n$

### 3.7.4 Sistemi di teledistacco e riduzione rapida della produzione

I sistemi di teledistacco consentono la riduzione parziale, compreso l'annullamento completo della produzione per mezzo di un telesegnale inviato da un centro remoto del Gestore.

L'impianto in oggetto si dovrà dotare di Unità Periferica del sistema di Difesa e Monitoraggio (UPDM), atta ad eseguire le funzioni di distacco automatico, telescatto, monitoraggio segnali e misure e, in genere, tutte le attività sull'impianto che permettono il controllo in emergenza del sistema elettrico.

L'installazione dell'apparato UPDM è a cura dell'Utente. L'UPDM deve essere in grado di interfacciarsi con i sistemi di controllo del Gestore e pertanto deve appartenere alla classe degli apparati descritta nell'Allegato Terna [A.52].

Dovrà essere a cura dell'Utente anche la predisposizione dei necessari canali di comunicazione con i sistemi di controllo del Gestore secondo i criteri prescritti nell'allegato Terna [A.69].

Affinché possa modificare la potenza immessa in rete, come richiesto, la Centrale Fotovoltaica deve essere dotata di un sistema in grado di attuare il distacco parziale degli inverter/riduzione rapida in misura compresa tra lo 0 ed il 100% della potenza nominale, a seguito del ricevimento di un tele segnale inviato da Terna. Il distacco resterà attivo sino al ricevimento di appositi comandi di revoca impartiti attraverso lo stesso mezzo.

### 3.8 Monitoraggio e scambio dati con il sistema di controllo di TERNA

L'impianto dell'Utente deve essere integrato nei processi di controllo sia in tempo reale sia in tempo differito per consentire:

- nel primo caso, attraverso la visibilità di telemisure e telesegnali, l'attuazione da parte del Gestore di tutte le azioni necessarie alla salvaguardia del sistema elettrico;
- nel secondo caso, attraverso i sistemi di monitoraggio, le analisi dei guasti compresa la verifica del corretto funzionamento delle protezioni e del comportamento atteso della Centrale durante le perturbazioni di rete.

#### 3.8.1 Teleinformazioni

L'invio delle teleinformazioni che devono pervenire al sistema di controllo del Gestore è necessario per integrare l'impianto nei processi di controllo.

In aggiunta anche i valori di potenza attiva e reattiva massime disponibili al punto di connessione dovranno essere inviate a Terna in tempo reale con opportune telemisure con frequenza minima di 4s.

E' inoltre richiesta all'Utente la disponibilità delle seguenti ulteriori informazioni:

- Irraggiamento [W/m<sup>2</sup>]
- Temperatura moduli [°C]
- Temperatura ambiente [°C]

#### 3.8.2 Sistemi di registrazione oscilloperturbografica

E' prevista l'attuazione della funzione di monitoraggio con l'installazione di sistemi dedicati di registrazione oscilloperturbografica, con registrazione delle tensioni e delle correnti al Punto di Connessione alla rete e l'acquisizione dei segnali relativi alle protezioni per guasti interni ed esterni all'impianto dell'Utente.

Dovranno essere svolte prove preliminari di invio di file di oscillo-perturbografia preliminarmente all'ingresso in esercizio dell'impianto con modalità definite dal Gestore.

### 3.9 Dati e modelli

Il Committente dovrà comunicare al Gestore con almeno 3 mesi di anticipo rispetto alla messa in servizio:

- a) i dati di targa e i data-sheet di tutti gli inverter, dei trasformatori AT/MT e MT/BT, dei cavi MT, dei sistemi di compensazione reattiva
- b) i modelli (comprensivi di versione firmware) e seriali delle protezioni installate sull'AT, nonché i relativi file di setting
- c) i modelli dinamici di simulazione con un livello di dettaglio adeguato a simulare il comportamento dell'impianto in:
  - Regime stazionario

- Elettromeccanico (RMS) considerando anche il comportamento in caso squilibrato (modalità unbalanced)
- Elettromagnetico (EMT)
- Regime armonico, onde valutare l'immissione in rete delle armoniche a diverse frequenze

Relativamente al punto c) dovranno essere forniti al Gestore:

- un modello dettagliato contenente i singoli inverter, la rete interna (rete di raccolta MT) ed il trasformatore MT/AT;
- un modello aggregato equivalente composto da:
  - un solo inverter connesso in MT, di taglia pari alla P<sub>n</sub> del campo fotovoltaico,
  - un ramo MT equivalente a tutta le rete interna in MT della Centrale,
  - un trasformatore elevatore MT/AT.

Il modello aggregato equivalente deve fornire risposte congruenti con quelle risultanti dal modello dettagliato a fronte di gradini di carico, gradini di tensione, transitori di frequenza e cortocircuiti simmetrici e dissimmetrici. I risultati del confronto potranno essere forniti in formato libero.

Nei modelli dovranno essere descritti:

- il modello dinamico dell'inverter;
- i limiti di capability degli inverter;
- i modelli dinamici dei regolatori di P/f e di Q/V degli inverter e del Plant Controller;
- i modelli (caratteristiche e parametrizzazioni) del sistema di protezione.
- il modello matematico delle emissioni armoniche in corrente

I modelli potranno essere forniti in free format ovvero: fogli excel (o file testo), diagrammi a blocchi (senza black box) con esplicitati parametri utilizzati, funzioni di trasferimento ed equazioni.

### 3.10 Prove

Dovranno essere documentate le seguenti prove:

- Regolazioni di tensione con gradini sulle tensioni di riferimento
- Regolazioni P/f
- Variazioni del set-point di potenza con gradini di carico
- Curva di capability dell'impianto
- Misura della distorsione armonica in corrente, per ogni singola armonica e totale

### 3.11 Elenco apparecchiature

La sottostazione Utente sarà realizzata nelle immediate vicinanze della sottostazione TERNA di Manfredonia (a circa 500 m), e sarà provvista delle seguenti apparecchiature:

1. terminali cavo AT 150 kV;
2. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
3. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s, comune al gruppo di produttori che gestiranno in condominio la sottostazione elettrica;
4. Interruttore isolato in SF6 170 kV In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s (DG), provvisto di SPG (Sistema di Protezione Generale) conforme alle prescrizioni previste dalla CEI 0-16 ediz. 2019-04 e dalla CEI 99-2 ed. 2014-09
5. TA isolati in SF6 170 kV 400-200-100/1 A, comune al gruppo di produttori che gestiranno in condominio la sottostazione elettrica;
6. TV induttivi isolati in SF6 e3/0,1:e3 kV
7. Sezionatore tripolare orizzontale 170 kV motorizzato In=2000 A, Icc=31,5 kA 1 s

8. Interruttore isolato in SF6 170 kV  $I_n=2000$  A,  $I_{cc}=31,5$  kA 1 s provvisto di SPI (Sistema di Protezione di Interfaccia) conforme alle prescrizioni previste dalla CEI 0-16 ediz. 2019-04 e dalla CEI 99-2 ed. 2014-09, a protezione dell'intera Centrale fotovoltaica "Xelio 7";
9. TA SF6 170 kV 400-200-100/1° TV induttivo isolato in SF6 e3/0,1:e3 kV
10. TV induttivi isolati in SF6 e3/0,1:e3 kV
11. Scaricatori a ZnO UM=170 kV, Ur=144 kV, Uc=108 kV
12. Trasformatore 150 ± 10x1,5% 30 kV 63 MVA ONAN Gruppo vettoriale YNd11, comprensivo di basamento e vasca di raccolta olio;
13. Manufatto prefabbricato in cemento contenente locale quadri MT, locale trasformatore, locale misure, Sala controllo e locale Quadri BT, Magazzino, Locale Gruppo Elettrogeno, WC

### 3.12 Impianto di terra

#### 3.12.1 Criteri di sicurezza

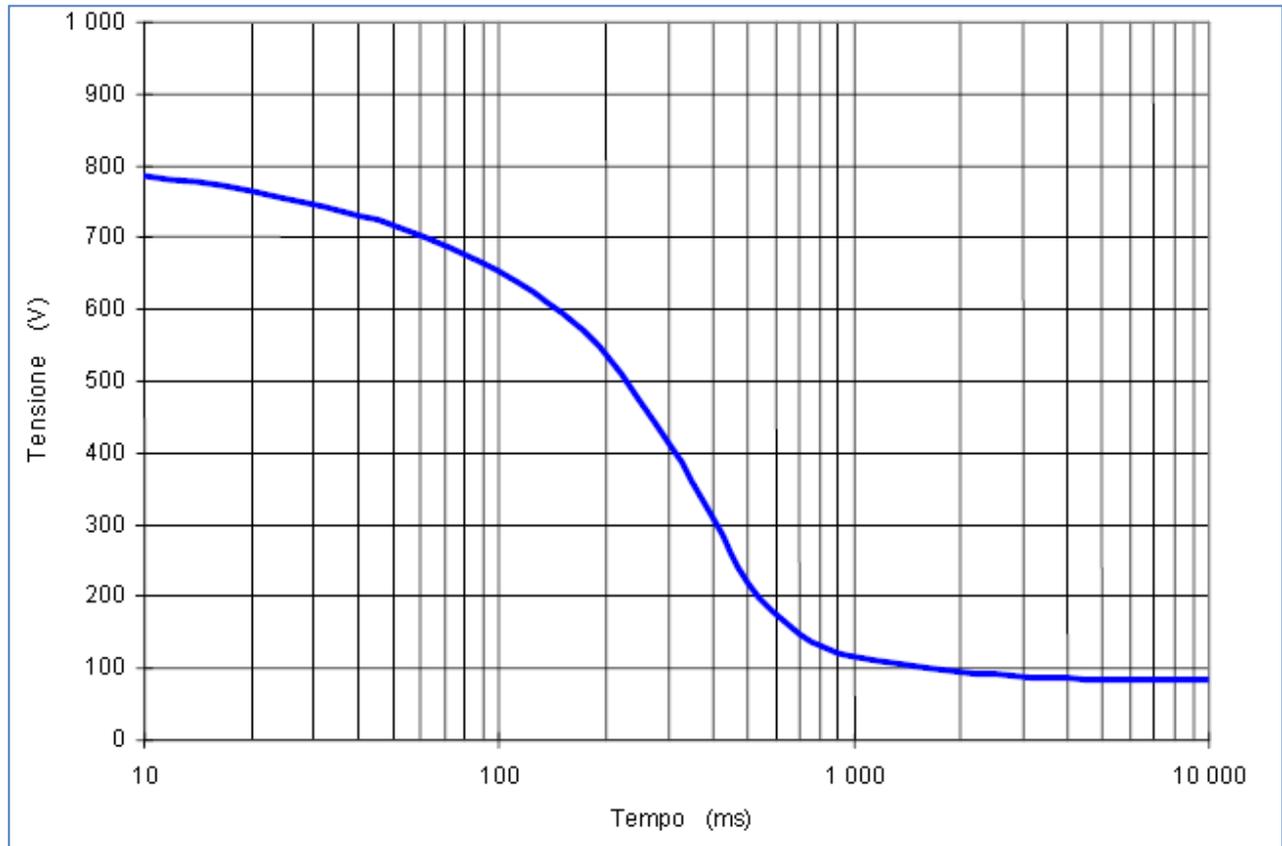
Il pericolo per gli esseri umani è che una corrente che fluisca attraverso la regione cardiaca sia sufficiente a provocare fibrillazione ventricolare. Il limite di corrente, per alimentazioni a frequenza industriale, è derivato dalla curva apposita della IEC/TS 60479-1:2005. Questo limite di corrente nel corpo umano si traduce in limiti di tensione per il confronto con le tensioni di passo e di contatto calcolate prendendo in considerazione i seguenti fattori:

- parte della corrente circolante nella regione cardiaca;
- impedenza del corpo umano lungo il percorso della corrente;
- resistenza tra i punti di contatto del corpo e, ad es., tra strutture metalliche e mano guantata, tra piedi e terra lontana comprese calzature o ghiaia;
- durata del guasto.

Si deve anche riconoscere che la presenza di guasto, la grandezza della corrente di guasto, la durata del guasto e la presenza di esseri umani sono fatti di natura probabilistica.

I parametri di progetto della messa a terra (prescrizioni pertinenti fondamentali, es. corrente di guasto, durata del guasto) devono essere concordati tra utilizzatore e fornitore.

Per il progetto di un impianto, la curva della figura sottostante (fig. 12 CEI 99-2) viene calcolata secondo il metodo definito nell'Allegato B della CEI EN 61936-1 (CEI 99-2) ed. 2014-09 (vedi pagina successiva).



**Figura 7: andamento della curva tempo intervento protezioni/tensione di contatto ammissibile UTp secondo CEI 99-2**

La curva in figura fornisce la tensione di contatto ammissibile.

**Allegato B**  
(informativo)

**Metodo di calcolo delle tensioni di contatto ammissibili**

**Formula:**

$$U_{Tp} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot Z_T(U_T) \cdot BF$$

**Fattori:**

Tensione di contatto	$U_T$	
Tensione di contatto ammissibile	$U_{Tp}$	
Durata del guasto	$t_f$	
Limite di corrente nel corpo	$I_B(t_f)$	c2 in Figura 20 e Tabella 11 della <a href="#">IEC/TS 60479-1:2005</a> , dove la probabilità di fibrillazione ventricolare è minore del 5%. $I_B$ dipende dalla durata del guasto.
Fattore di corrente nel cuore	$HF$	Tabella 12 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 1,0 tra mano sinistra e piedi, 0,8 tra mano destra e piedi, 0,4 tra mano e mano
Impedenza del corpo	$Z_T(U_T)$	Tabella 1 e Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005 $Z_T$ non superata dal 50 % della popolazione $Z_T$ dipende dalla tensione di contatto. Quindi il primo calcolo deve cominciare con un valore assunto.
Fattore del corpo	$BF$	Figura 3 della IEC/TS 60479-1:2005, es. 0,75 tra mano ed entambi i piedi, 0,5 tra entrambe le mani e i piedi

NOTA 1 Le diverse condizioni di tensioni di contatto, es. tra mano sinistra e piede, tra mano e mano, porta a diverse tensioni di contatto ammissibili. La Figura 4 della presente Norma è basata su una media ponderata presa da quattro diverse configurazioni di tensioni di contatto. Tensione di contatto tra mano sinistra a piedi (peso 1,0), tra mano destra e piedi (peso 1,0), tra entrambe le mani e piedi (peso 1,0) e tra mano e mano (peso 0,7) .

NOTA 2 In alcuni paesi si applicano valori diversi dei parametri (come indicato nella Prefazione).

Per considerazioni specifiche delle resistenze aggiuntive, si fornisce la formula per determinare la tensione di contatto a vuoto:

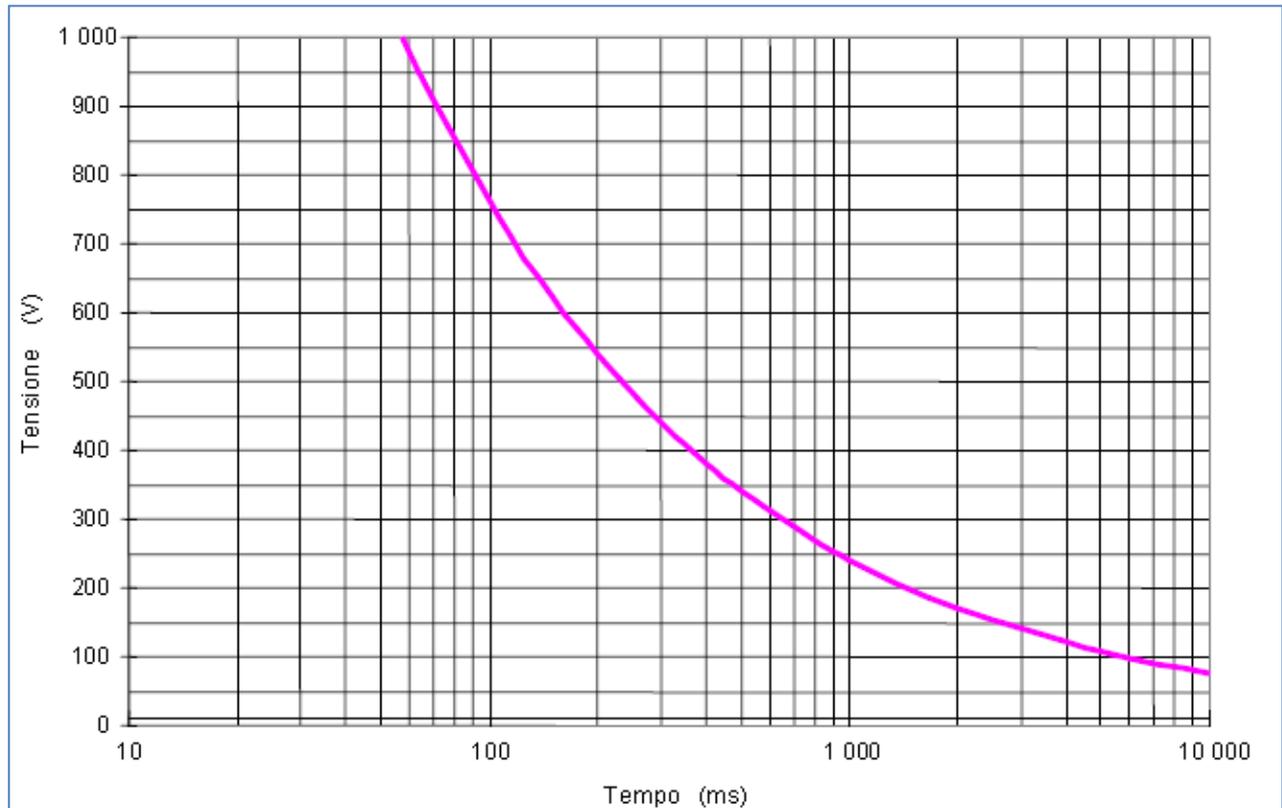
$$U_{vTp} = I_B(t_f) \cdot \frac{1}{HF} \cdot (Z_T(U_T) \cdot BF + R_H + R_F)$$

**Fattori aggiuntivi:**

Tensione di contatto a vuoto	$U_{vTp}$
Resistenza aggiuntiva per la mano	$R_H$
Resistenza aggiuntiva per il piede	$R_F$

Figura 8: Allegato B CEI 99-2 - Metodo di calcolo delle tensioni ammissibili

L'Allegato C della CEI EN 61936-1 (CEI99-2) ed. 2014-09 mostra la curva della IEEE 80 che può essere utilizzata in alternativa a quella della Figura 12 di CEI 99-2.



**Figura 9: Figura C.1 di Allegato C CEI 99-2 – Tensione di contatto ammissibile  $U_{Tp}$  secondo la IEEE 80**

NOTA 1 La curva della tensione di contatto è basata su una specifica resistività del suolo di  $100 \Omega m$  e uno strato superficiale di  $0,1 m$  con resistività specifica di  $1000 \Omega m$ .

NOTA 2 La figura C.1 presuppone una persona con peso di  $50 kg$  e superficie ghiaiosa.

Quale regola generale, le prescrizioni per le tensioni di contatto soddisfano quelle di passo perché i limiti tollerabili per le tensioni di passo sono molto più elevati di quelli di contatto a causa del diverso percorso della corrente nel corpo.

### 3.12.2 Prescrizioni funzionali

L'impianto di terra, i suoi componenti e i conduttori equipotenziali devono essere in grado di distribuire e di condurre la corrente di guasto senza superare i limiti termici e meccanici di progetto basati sul tempo di intervento delle protezioni di ricalzo.

L'impianto di terra deve avere resistenza meccanica e alla corrosione per mantenere la sua integrità per il tempo di vita atteso dell'impianto elettrico.

L'efficienza dell'impianto di terra deve evitare danni alle apparecchiature dovuti:

- a un eccessivo aumento del potenziale,
- a differenze di potenziale nell'impianto,
- a correnti eccessive circolanti nei percorsi ausiliari che non sono conduttori destinati a condurre parte della corrente di guasto.

L'impianto di terra, in combinazione con appropriati provvedimenti, deve mantenere le tensioni di passo, di contatto e trasferite entro i limiti di tensione basati sul normale tempo di intervento dei relè di protezione e degli interruttori. L'efficienza dell'impianto di terra deve contribuire ad assicurare la compatibilità elettromagnetica (EMC) tra gli apparati elettrici ed elettronici dell'impianto di alta tensione in accordo con l'IEC/TR 61000-5-2.

### 3.12.3 Impianti di terra di alta e bassa tensione

Nella Centrale fotovoltaica di Orta Nova gli impianti di terra di alta e bassa tensione dovranno essere collegati tra loro attraverso gli schermi dei cavi di media tensione delle linee interrate, pertanto parte della EPR (tensione totale di terra) prodotta dall'impianto in AT può venir applicato all'impianto di BT.

Attualmente possono essere adottate due configurazioni diverse:

- a) l'interconnessione tra tutti gli impianti di terra in AT e in BT;
- b) la separazione dell'impianto di terra in AT da quello di BT.

In entrambi i casi, le pertinenti prescrizioni per le tensioni di passo, di contatto e trasferite, devono essere rispettate all'interno di una cabina e nell'impianto in BT alimentato dalla cabina stessa.

#### 3.12.3.1 Alimentazione BT solo all'interno di cabine AT

Se l'impianto in BT è completamente confinato nell'area interessata dall'impianto di terra di AT, i due impianti devono essere interconnessi anche se non si è in presenza di un impianto di terra globale.

Nella sottostazione Orta Nova i due impianti dovranno essere interconnessi.

#### 3.12.3.2 Alimentazione BT uscente o entrante in una cabina AT

Si devono utilizzare le prescrizioni minime della Tabella 5 di CEI 99-2 per individuare le situazioni dove è fattibile l'interconnessione dei sistemi di messa a terra con alimentazione a bassa tensione esterna all'impianto ad alta tensione.

Se gli impianti di terra di alta e bassa tensione sono separati, si deve scegliere il metodo della separazione dei dispersori in modo da non arrecare pericolo alle persone o alle apparecchiature dell'impianto di bassa tensione. Ciò significa che le tensioni di passo, di contatto, trasferite e le sollecitazioni di tensione sull'impianto in BT, causate da guasti sull'alta tensione, rientrino nei limiti appropriati.

**Tabella 5 – Prescrizioni minime per l'interconnessione di impianti di terra in bassa e alta tensione, basati sui limiti della EPR (\*)**

Tipo di sistema in BT (a, b)		Prescrizioni EPR		
		Tensione di contatto	Sollecitazione di tensione (c)	
			Durata del guasto $t_f \leq 5$ s	Durata del guasto $t_f \geq 5$ s
TT		Non applicabile	$EPR \leq 1\ 200$ V	$EPR \leq 250$ V
TN		$EPR \leq F \cdot U_{Tp}$ (d, e)	$EPR \leq 1\ 200$ V	$EPR \leq 250$ V
IT	Conduttore di terra di protezione distribuito	Come per sistema TN	$EPR \leq 1\ 200$ V	$EPR \leq 250$ V
	Conduttore di terra di protezione distribuito	Non applicabile	$EPR \leq 1\ 200$ V	$EPR \leq 250$ V
(a) Per la definizione dei tipi di sistemi BT vedere la IEC 60364-1. (b) Per le apparecchiature di telecomunicazione, dovrebbero essere utilizzate le raccomandazioni ITU. (c) I limiti possono essere aumentati se sono installate apparecchiature BT o la EPR può essere sostituita da differenze di potenziale locali basate su misure o calcoli. (d) Se il PEN o il conduttore di neutro dell'impianto BT è connesso soltanto all'impianto di terra AT, il valore di F dovrebbe essere 1. (e) $U_{Tp}$ è tratta dalla Figura 12				
NOTA Il valore tipico di F è 2. Possono essere applicati valori più elevati di F se esistono connessioni a terra aggiuntive del conduttore PEN. Per certe conformazioni del suolo, F può arrivare fino a 5. Sono necessarie precauzioni quando questa regola viene applicata a un suolo con alta resistività contrapposto alla sommità dello strato che ha maggiore resistività. La tensione di contatto, in questo caso, può superare del 50 % la EPR.				

(\*): Per specifiche più dettagliate, vedere anche Guida CEI 99-5 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV".

### 3.12.4 Progetto dell'impianto di terra

#### 3.12.4.1 Generalità

Il progetto dell'impianto di terra, in fase esecutiva, dovrà essere eseguito come segue:

- a) reperire il valore di corrente di guasto verso terra fornito da TERNA, comprensivo della durata del guasto e configurazione;
- b) progetto iniziale dell'impianto di terra basato sulle prescrizioni funzionali;
- c) determinare le caratteristiche del terreno, es. la resistività specifica degli strati del suolo;
- d) determinare la corrente che fluisce nella messa a terra dell'impianto di terra, basandosi sulla corrente di guasto a terra;
- f) determinare le principali impedenze verso terra basate sulla configurazione, caratteristiche del suolo e impianti di terra in parallelo;
- g) determinare il valore della tensione totale di terra;
- h) determinare la tensione di contatto ammissibile;
- i) se il valore della tensione totale di terra sarà inferiore alla tensione di contatto ammissibile e sono soddisfatte le prescrizioni della Tabella 5 sopra riportata, il progetto sarà completo;
- j) diversamente, bisognerà determinare se le tensioni di contatto nell'area dell'impianto e nelle vicinanze dell'impianto di terra sono inferiori ai limiti tollerabili;
- k) determinare se i potenziali trasferiti presentano un rischio interno o esterno all'impianto, se sì, procedere all'attenuazione nel luogo esposto;
- l) determinare se le apparecchiature BT sono esposte a eccessive sollecitazioni di tensione; se sì, procedere con le misure di attenuazione che possono comprendere la separazione dell'impianto di terra AT da quello BT
- m) determinare se la corrente che circola nel neutro del trasformatore può portare a eccessive differenze di potenziale tra diverse parti dell'impianto di terra; se sì, procedere con misure di attenuazione.

Le masse estranee devono essere messe a terra.

Nell'Allegato D di CEI 99-2, sotto riportato, viene fornito un flow chart per questa procedura di progetto.

Si ricorda che sia nella sottostazione utente che nei due sottocampi fotovoltaici i dispersori di fatto (ferri del cemento armato delle fondazioni, platee, ecc.) devono essere parte integrante dell'impianto di terra.

Flow chart per progetto di un impianto di terra

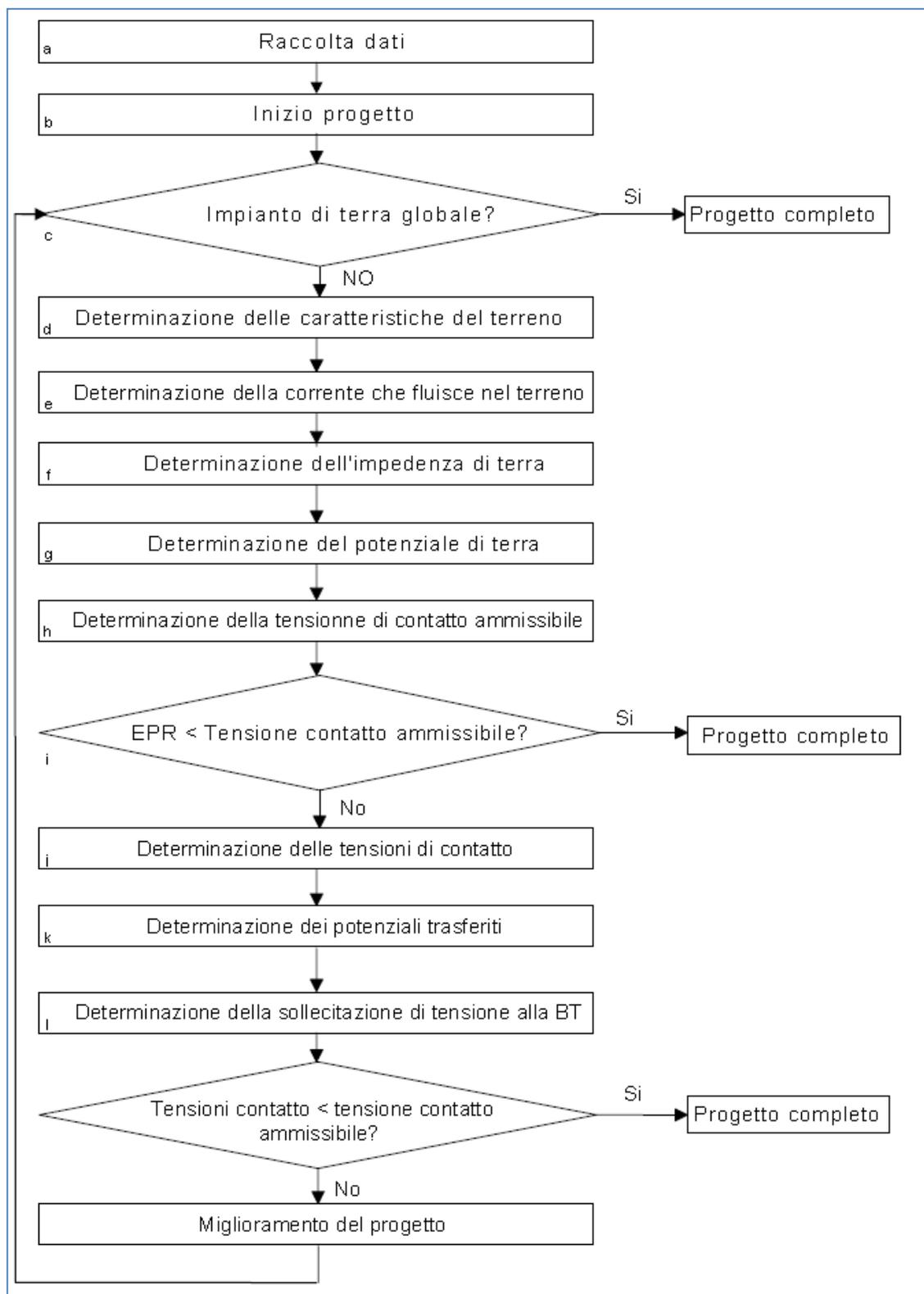


Figura 10: Flow chart per progetto di un impianto di terra secondo CEI 99-2

#### 3.12.4.2 Guasti dell'impianto elettrico

Deve essere valutato lo scenario peggiore di guasto per ogni aspetto rilevante delle prescrizioni funzionali, in quanto queste possono essere diverse. Per ogni livello di tensione presente nell'impianto, devono essere esaminati i seguenti tipi di guasto:

- a) trifase a terra;
- b) due fasi a terra;
- c) monofase a terra;
- d) se applicabile: tra fase e fase via terra (guasto a terra attraverso la campagna).

I guasti interni o esterni al sito dell'impianto devono essere esaminati per determinare i peggiori punti di guasto.

#### 3.12.4.3 Sovratensioni atmosferiche e transitori

Le sovratensioni atmosferiche e di manovra sono sorgenti di tensioni e correnti ad alta e bassa frequenza.

Tipicamente si manifestano sovratensioni quando si manovra su lunghe sezioni di cavo, azionando sezionatori GIS o si commuta la carica e scarica di condensatori.

Per una significativa riduzione, è necessaria una sufficiente densità di dispersori nei punti di iniezione per le correnti ad alta frequenza, insieme a un impianto di terra sufficientemente esteso per le correnti a bassa frequenza.

L'impianto di terra AT deve far parte del sistema di protezione dalle scariche atmosferiche e sono necessari conduttori di terra aggiuntivi nei punti di iniezione.

Come già detto, gli impianti di terra della sottostazione utente, del sottocampo nord e del sottocampo sud, devono essere interconnessi. Dal momento che durante le perturbazioni, quali le fulminazioni, si verificano grandi differenze di potenziale tra gli impianti di terra di ciascuna area, nonostante la loro interconnessione, si devono adottare provvedimenti per prevenire danni alle apparecchiature sensibili connesse tra edifici o aree diversi. Si sottolinea che, per scambiare segnali deboli tra i suddetti siti, si dovranno utilizzare mezzi non metallici quali cavi a fibre ottiche.

#### 3.12.4.4 Misure

Al termine dei lavori, prima della messa in esercizio della centrale fotovoltaica, dovranno essere eseguite misure sia nella sottostazione utente che presso ciascuno dei due sottocampi fotovoltaici. Le misure dovranno comprendere l'impedenza dell'impianto di terra, le tensioni di contatto nei luoghi pertinenti e i potenziali trasferiti.

#### 3.12.4.5 Manutenibilità

##### 3.12.4.5.1 Ispezioni

La costruzione dell'impianto di terra dovrà essere eseguita in modo da poterne verificare le condizioni periodicamente mediante ispezione.

##### 3.12.4.5.2 Misure

Il progetto e l'esecuzione di un impianto di terra devono permettere misure da eseguire periodicamente o a seguito di importanti modifiche riguardanti i requisiti fondamentali o anche prove di continuità.

### Allegato A (CEI 99-2)

Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basate su pratiche correnti in alcuni paesi

Tabella A.1 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti  $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$ ,  $U_m$  non normalizzate dalla IEC

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulse atmosferico <sup>(a)</sup>	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	$U_m$ efficace	$U_d$ efficace	$U_p$ 1,2/50 $\mu\text{s}$ valore di picco	N	
	kV	kV	kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	2,75	15	30 45 60	60 70 90	120 120 120
	4,76	19	60	90	120
	5,5	19	45 60 75	70 90 120	120 120 120
	8,25	27	60 75 95	90 120 160	120 150 160
	8,25	26 35	75 95	120 160	150 160
	15	35 50	95 110	160 180	160 180
	15,5	35	75 85 110	120 150 180	150 160 180
	17,5	38	110 125	180 220	
	24	50	150	280	
	25	50	95 125 150	190 210	290
	25,8	50 70	125 150	220 280	
	27	50	95 125 150	160 220 280	

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

**Tabella A.2 – Valori dei livelli di isolamento e delle minime distanze in aria basati su pratiche correnti in alcuni paesi per tensioni massime per impianti  $1 \text{ kV} < U_m \leq 245 \text{ kV}$   $U_m$  non normalizzate dalla IEC**

Gamma di tensioni	Tensione massima per l'impianto	Tensione di tenuta a frequenza industriale di breve durata	Tensione di tenuta a impulso atmosferico <sup>(a)</sup>	Distanze minime tra fase e terra e tra fase e fase	
	$U_m$ efficace	$U_d$ efficace	$U_p$ 1,2/50 $\mu\text{s}$ valore di picco	N	
	kV	kV	kV	Impianti all'interno mm	Impianti all'esterno mm
I	30	70	160	290	
	36	70	200	380	
	38	70	125 150 200	220	
				280	
				360	
	38	70 95	150 200	280	
				360	
	38,5	75	155 180 195	270	400
				320	
	40,5	80	190	350	
	41,5	80	170 200	320	
				360	
48,3	105	150 200 250	280		
			360		
			480		
48,3	120	250	480		
72,5	160	350	690		
82,5	150	380	750		
100	150 185	380 450	750		
			900		
204	275 325	650 750	1 300		
			1 500		

(a) La tenuta a impulso atmosferico è applicabile tra fase e fase e tra fase e terra.

### 3.12.5 Esecuzione degli impianti di terra

Le planimetrie allegate al progetto in esame riportano informazioni di dettaglio sulle caratteristiche dimensionali dell'impianto di terra, sia nella sottostazione utente, che nei due campi fotovoltaici.

Nella sottostazione elettrica l'impianto di terra dovrà essere realizzato con corda in rame nudo di  $S=70 \text{ mm}^2$  alloggiato ad una quota di  $-0,7 \text{ m}$  dal piano di calpestio, con configurazione a maglia con di norma lato  $l=10 \text{ m}$ .

Nei due sottocampi nord e sud ciascuna cabina di trasformazione dovrà essere provvista di impianto di terra realizzato ad anello intorno alla platea che ospiterà la struttura della cabina MT/BT, collegando ad esso sia i ferri delle fondazioni della platea e della struttura della cabina che le fondazioni di tutti i tracker di supporto dei moduli fotovoltaici.

Tutti gli schermi dei cavi MT dovranno essere collegati agli impianti di terra locali.

Pertanto, si configurano tre impianti terra tra loro interconnessi mediante gli schermi dei cavi di media tensione:

- 1) l'impianto di terra della sottostazione elettrica utente;
- 2) l'impianto di terra del campo fotovoltaico nord;
- 3) l'impianto di terra del campo fotovoltaico sud.

### 3.13 Rete di media tensione

La rete di media tensione collegherà i due campi fotovoltaici alla sottostazione elettrica Utente, con un percorso in parte attraverso strade pubbliche, in parte all'interno dei due campi fotovoltaici.

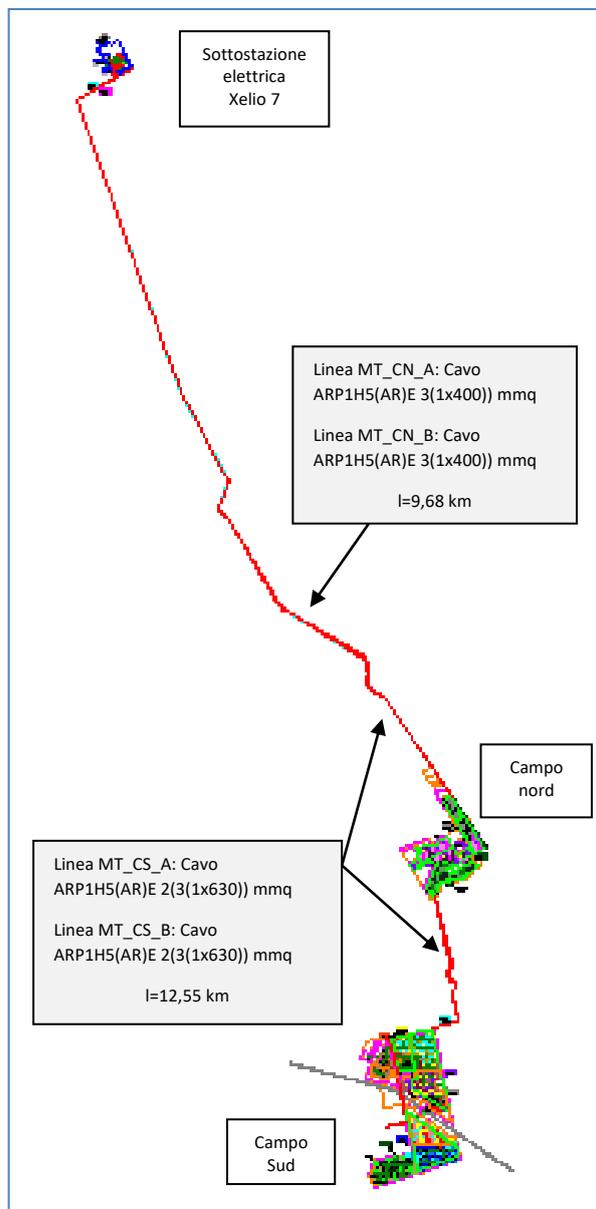


Figura 10: Percorso delle due linee MT dalla SSE Xelio 7 al Campo Nord Fotovoltaico e delle due linee MT dalla SSE al campo fotovoltaico Sud

In totale la interconnessione MT collegherà tra loro tredici cabine MT/BT:

1. N. 1 cabina di Sottostazione utente,
2. Campo nord:
  - N. 1 cabina di smistamento (C-SM-CN);
  - Cabina di trasformazione 1 campo nord (CT1-CN), con trafo da 3,28 MVA 30/0,63 kV e n. 2 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 2 campo nord (CT2-CN), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 3 campo nord (CT3-CN), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
3. Campo sud:
  - N. 1 cabina di smistamento (C-SM-CS);
  - Cabina di trasformazione 1 campo sud (CT1-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 2 campo sud (CT2-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 3 campo sud (CT3-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 4 campo sud (CT4-CS), con trafo da 2 MVA 30/0,63 MVA e n. 1 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 5 campo sud (CT5-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 6 campo su (CT6-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA
  - Cabina di trasformazione 7 campo sud (CT7-CS), con trafo da 6,56 MVA 30/0,63 MVA e n. 4 inverter da 1,64 MVA

La tabella che segue identifica tutte le cabine MT/BT della centrale fotovoltaica “Orta Nova”

**Tabella 6: composizione cabine MT/BT della centrale fotovoltaica di Orta Nova**

Identificazione Cabina	Descrizione estesa	Trasformatori						Numero Inverter con P=1640 kW
		100 kVA 30/0,4 kV	40 kVA 30/0,4 kV	30 kVA 0,63/0,4 kV	2 MVA 30/0,63 kV	3,28 MVA 30/0,63 kV	6,56 MVA 30/0,63 kV	
C_SM-SSE	Cabina Smistamento Sotto Stazione Elettrica	1						
CSM-CN	Cabina Smistamento Campo Nord Fotovoltaico		1					
CT1-CN Grigia	Cabina Trasformazione 1 Campo Nord			1		1		2
CT2-CN Viola	Cabina Trasformazione 2 Campo Nord			1			1	4
CT3-CN Verde	Cabina Trasformazione 3 Campo Nord			1			1	4
CSM-CS	Cabina Smistamento Campo Sud Fotovoltaico		1					
CT1-CS Gialla	Cabina Trasformazione 1 Campo Sud			1			1	4
CT2-CS Arancio	Cabina Trasformazione 2 Campo Sud			1			1	4
CT3-CS Viola	Cabina Trasformazione 3 Campo Sud			1			1	4
CT4-CS Grigia	Cabina Trasformazione 4 Campo Sud			1	1			1
CT5-CS Rossa	Cabina Trasformazione 5 Campo Sud			1			1	4
CT6-CS Blu	Cabina Trasformazione 6 Campo Sud			1			1	4
CT7-CS Verde	Cabina Trasformazione 7 Campo Sud			1			1	4

La tensione della rete MT sarà di 30 kV, con la seguente configurazione:

1. N. 2 linee interrate con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, ciascuna da 3x(1x400) mmq, portata nelle condizioni date di posa di I<sub>z</sub>=378 A, che collegano la Cabina SSE Utente alla “Cabina di Smistamento Campo Nord”; la prima linea porterà, in condizioni normali, max 9,84 MW (6 inverter), con I<sub>b</sub>=189 A a 30 kV; la seconda linea porterà, in condizioni normali, 6,56 MW (4 inverter), con I<sub>b</sub>=126 A a 30 kV; in condizioni di emergenza, nel caso di un guasto su una delle due linee l’altra sarà in grado di portare l’intero carico (I<sub>b</sub> = 315 A) del campo Nord; la lunghezza complessiva della linea tra le due cabine di smistamento sarà di circa 9.680 m, quasi interamente su strada pubblica;
2. N. 2 linee interrate con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, ciascuna da 2x3x(1x630) mmq, portata nelle condizioni date di posa di I<sub>z</sub>=986 A, che collegano la Cabina SSE Utente alla “Cabina di Smistamento Campo Sud”; la prima linea porterà, in condizioni normali, max 21,32 MW (13 inverter), con I<sub>b</sub>=410 A a 30 kV; la seconda linea porterà, in condizioni normali, 19,68 MW (12 inverter), con I<sub>b</sub>=378 A a 30 kV; in condizioni di emergenza, nel caso di un guasto su una delle due linee l’altra sarà in grado di portare l’intero carico (I<sub>b</sub> = 789 A) del campo Sud; la lunghezza complessiva della linea tra le due cabine di smistamento sarà di circa 12.550 m, quasi interamente su strada pubblica;

3. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Nord alle Cabine 1 e 2 del Campo Nord, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x240 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=318$  A ;
4. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Nord alla Cabina 3 del Campo Nord, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x120 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=232$  A ;
5. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Sud alle Cabine 1 e 2 del Campo Sud, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x240 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=318$  A ;
6. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Sud alle Cabine 3 e 4 del Campo Sud, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x240 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=318$  A ;
7. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Sud alle Cabine 5 e 6 del Campo Sud, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x240 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=318$  A ;
8. N. 1 linea interrata che collega la Cabina di smistamento Campo Sud alla Cabina 7 del Campo Sud, con cavo avvolto ad elica in alluminio del tipo ARP1H5(AR)EX 18/30 kV, 3x120 mmq, portata nelle condizioni date di posa di  $I_z=232$  A.

I cavi in MT dovranno essere collegati in cavidotti interrati posti, di norma, a – 1,2 m dal piano di calpestio, e comunque con modalità di posa di tipo O come da art. 4.3.6 e 4.3.11 della norma CEI 11-17 ed. 2006-07, disponendo lo scavo con sufficiente distanza ( $d>25$  cm) tra i singoli cavidotti.

La caduta di tensione totale dell'intera rete MT non dovrà essere superiore al 2% max.

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI ED EDILIZIE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR WIND FARM APPLICATION

## ARP1H5(A)RE *P-Laser* AIR BAG™

CABLE SYSTEM



Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

---

<p><b>Norma di riferimento</b> HD 620/IEC 60502-2</p> <p><b>Descrizione del cavo</b> <b>Anima</b> Conduttore a corda sovrastato compatta di alluminio Semiconduttivo interno Miscela estrusa Isolante Miscela in elastomero termoplastico (qualità H PTE) Semiconduttivo esterno Miscela estrusa Bivestimento protettivo Nastro microconduttore impermeabile Schermatura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 50/Km) Protezione meccanica Materiale Polimerico (Air Bag) Etichetta Polietilene: colore rosso (qualità 0 MP 2) # Marcatura PRYSMIAN (™) ARP1H5(A)RE &lt;ensione&gt; &lt;sezione&gt; &lt;anno&gt; # Logo di produzione</p> <p><b>Marcatura in rilievo ogni metro</b> <b>Marcatura metrica ad inchastro</b></p> <p><b>Applicazioni</b> Temperatura di servizio massima 140 °C Coefficiente E per temperature intorno a 500 °C: E = 100 N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolante, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.</p> <p><b>Accessori di serie</b> <b>Terminali</b> ELT0-TC (pag. 115), ELT0-TC (pag. 119), FMC5 250 (pag. 129), FMC6 (pag. 130), FMC75 400 (pag. 132), FMC75 630/TC (pag. 136) <b>Giunti</b> ECC05PEED™ (pag. 140)</p>	<p><b>Standard</b> HD 620/IEC 60502-2</p> <p><b>Cable design</b> <b>Core</b> Compact stranded aluminium conductor Inner semi-conducting layer Extruded compound Insulation Thermoplastic elastomer compound (type H PTE) Outer semi-conducting layer Extruded compound Protective layer Semiconductive watertight tape Screen Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 50/Km) Mechanical protection Polymeric material (Air Bag) Sheath Polyethylene, red colour (0MP 2 type) # Marking PRYSMIAN (™) ARP1H5(A)RE &lt;rated voltage&gt; &lt;cross-section&gt; &lt;year&gt; # Production label</p> <p><b>Embossed marking each meter</b> <b>Ink-jet meter marking</b></p> <p><b>Applications</b> Overload maximum temperature 140 °C K coefficient for short-circuit temperatures at 500 °C: K = 100 N.B. According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.</p> <p><b>Suitable accessories</b> <b>Terminations</b> ELT0-TC (pag. 115), ELT0-TC (pag. 119), FMC5 250 (pag. 129), FMC6 (pag. 130), FMC75 400 (pag. 132), FMC75 630/TC (pag. 136) <b>Joints</b> ECC05PEED™ (pag. 140)</p>
---	---

---

TEMPERATURE OF SERVICE



TEMPERATURE OF SHORT-CIRCUIT



IEC 60502-2



---

**Condizioni di posa / Laying conditions**

TEMPERATURE OF SERVICE



CABLE TERMINATION



TEMPERATURE OF SHORT-CIRCUIT



MINIMUM BENDING RADIUS



MINIMUM BENDING RADIUS



TEMPERATURE OF SERVICE



96 **Prysmian Group** CATALOGO CAVI E ACCESSORI / CABLES & ACCESSORIES CATALOGUE

Figura 11

**ARP1H5(AR)E** *P-Laser* **AIR BAG™**  
CABLE SYSTEM

Unipolare 12/20 kV e 18/30 kV  
Single core 12/20 kV and 18/30 kV

**Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5(AR)E**

sezione nominale cross section	diámetro conduttore conductor diameter	diámetro sul bobinato conductor diameter on coil	diámetro al bando nominale conductor diameter at nominal	peso del cavo weight	raggio minimo di curvatura min. curve radius	sezione nominale cross section	peso in aria al raggio at radius	peso interm. su braccia p=1°C m/W	peso interm. su braccia p=2°C m/W
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm²)	(kg)	(kg)	(kg)
50	10,7	10,0	9,1	770	600	50	105	105	109
70	12,7	12,1	10,7	1040	650	70	140	145	150
95	14,0	13,6	12,0	1300	680	95	180	185	190
120	15,2	14,7	12,9	1600	720	120	230	235	240
150	16,0	15,4	13,4	1950	770	150	290	295	300
185	16,8	16,2	14,1	2350	820	185	360	365	370
240	18,2	17,6	15,1	3000	880	240	460	465	470
300	20,0	19,3	16,5	3800	950	300	590	595	600
360	21,8	21,1	18,0	4700	1020	360	750	755	760
450	24,2	23,4	19,9	5900	1100	450	940	945	950
550	26,5	25,6	21,8	7400	1180	550	1170	1175	1180

**Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV**

**Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV**

sezione nominale cross section	diámetro conduttore conductor diameter	diámetro sul bobinato conductor diameter on coil	diámetro al bando nominale conductor diameter at nominal	peso del cavo weight	raggio minimo di curvatura min. curve radius	sezione nominale cross section	peso in aria al raggio at radius	peso interm. su braccia p=1°C m/W	peso interm. su braccia p=2°C m/W
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm²)	(kg)	(kg)	(kg)
50	10,7	10,0	9,1	1020	500	50	105	105	109
70	12,7	12,1	10,7	1400	550	70	140	140	145
95	14,0	13,6	12,0	1800	600	95	180	180	185
120	15,2	14,7	12,9	2300	650	120	230	230	235
150	16,0	15,4	13,4	2900	700	150	290	290	295
185	16,8	16,2	14,1	3600	750	185	360	360	365
240	18,2	17,6	15,1	4600	800	240	460	460	465
300	20,0	19,3	16,5	5800	850	300	590	590	595
360	21,8	21,1	18,0	7300	900	360	750	750	755
450	24,2	23,4	19,9	9100	950	450	940	940	945
550	26,5	25,6	21,8	11300	1000	550	1170	1170	1175

Figura 12

**ARP1H5(AR)EX** *P-Laser* **AIR BAG™**  
CABLE SYSTEM

Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV  
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

**Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5(AR)EX**

sezione nominale cross section	diámetro conduttore conductor diameter	diámetro sul bobinato conductor diameter on coil	diámetro al bando nominale conductor diameter at nominal	peso del cavo weight	raggio minimo di curvatura min. curve radius	sezione nominale cross section	peso in aria al raggio at radius	peso interm. su braccia p=1°C m/W	peso interm. su braccia p=2°C m/W
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm²)	(kg)	(kg)	(kg)
50	10,7	10,0	9,1	1450	600	50	135	135	140
70	12,7	12,1	10,7	1950	650	70	180	180	185
95	14,0	13,6	12,0	2550	700	95	230	230	235
120	15,2	14,7	12,9	3300	750	120	290	290	295
150	16,0	15,4	13,4	4200	800	150	360	360	365
185	16,8	16,2	14,1	5300	850	185	450	450	455
240	18,2	17,6	15,1	6800	900	240	580	580	585
300	20,0	19,3	16,5	8600	950	300	750	750	755
360	21,8	21,1	18,0	10800	1000	360	940	940	945
450	24,2	23,4	19,9	13500	1050	450	1170	1170	1175
550	26,5	25,6	21,8	16800	1100	550	1450	1450	1455

**Dati costruttivi / Construction charact. - 12/20 kV**

**Caratt. elettriche / Electrical charact. - 12/20 kV**

sezione nominale cross section	diámetro conduttore conductor diameter	diámetro sul bobinato conductor diameter on coil	diámetro al bando nominale conductor diameter at nominal	peso del cavo weight	raggio minimo di curvatura min. curve radius	sezione nominale cross section	peso in aria al raggio at radius	peso interm. su braccia p=1°C m/W	peso interm. su braccia p=2°C m/W
(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)	(mm²)	(kg)	(kg)	(kg)
50	10,7	10,0	9,1	1900	600	50	135	135	140
70	12,7	12,1	10,7	2500	650	70	180	180	185
95	14,0	13,6	12,0	3200	700	95	230	230	235
120	15,2	14,7	12,9	4100	750	120	290	290	295
150	16,0	15,4	13,4	5200	800	150	360	360	365
185	16,8	16,2	14,1	6500	850	185	450	450	455
240	18,2	17,6	15,1	8300	900	240	580	580	585
300	20,0	19,3	16,5	10500	950	300	750	750	755
360	21,8	21,1	18,0	13200	1000	360	940	940	945
450	24,2	23,4	19,9	16500	1050	450	1170	1170	1175
550	26,5	25,6	21,8	20500	1100	550	1450	1450	1455

Figura 13

MEDIA TENSIONE - APPLICAZIONI TERRESTRI EFO ED OCEANICHE / MEDIUM VOLTAGE - GROUND AND/OR NON-GROUND APPLICATION

## ARP1H5(AR)EX *P-Laser* AIR BAG™

CABLE SYSTEM



Elica visibile 12/20 kV e 18/30 kV  
Triplex 12/20 kV and 18/30 kV

<b>Norma di riferimento</b> HD 620/IEC 60502-2	<b>Standard</b> HD 620/IEC 60502-2
<b>Descrizione del cavo</b> <b>Anima</b> Conduttore a corda rotonda compatta di alluminio Semiconduttivo interno <b>Viscosa estrusa</b> Isolante Viscola in elastomero termoplastico (qualità HPTG) Semiconduttivo esterno <b>Viscosa estrusa</b> Bivestimento protettivo Nastro semiconduttore impermeabile Schermatura Nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale (Rmax 0,7/Km) Protezione meccanica Materiale Polimerico (Air Bag) Guaina Polietilene: colore rosso (qualità 0 MP2) <b>Marchiatura</b> PRYSMIAN (P) ARP1H5(AR)EX <tensione> <sezione> <fase 1/2/3> <anno> P) > tipo di cavo prodotta	<b>Cable design</b> <b>Cone</b> Compact stranded aluminium conductor Inner semi-conducting layer Extruded compound Insulation Thermoplastic elastomer compound (type HPTG) Outer semi-conducting layer Extruded compound Protective layer Semiconductive watertight tape Screen Aluminium tape longitudinally applied (Rmax 0,7/Km) Mechanical protection Polymeric material (Air Bag) Sheath Polyethylene: red colour (MP2 type) <b>Marking</b> PRYSMIAN (P) ARP1H5(AR)EX <rated voltage> <cross-section> <phase 1/2/3> <year> P) > product status
<b>Marchiatura in rilievo ogni metro</b> <b>Marchiatura metrica ad inchiestro</b>	<b>Embossed marking each meter</b> <b>Inch-jet meter marking</b>
<b>Applicazioni</b> Temperatura di sovraccarico massima 140°C Coefficiente K per temperature di corto circuito di 500°C: K = 100 N.B. Il cavo rispetta le prescrizioni della norma HD 620 per quanto riguarda l'isolamento, per tutte le altre caratteristiche rispetta le prescrizioni della IEC 60502-2.	<b>Applications</b> Overload maximum temperature 140°C K coefficient for short-circuit temperatures at 500°C: K = 100 N.B. According to HD 620 standard for insulation, and the IEC 60502-2 for the other characteristics.
<b>Accessori di serie</b> <b>Terminali</b> ELT0-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 119), FMC5 250 (pag. 129), FMC6 (pag. 130), FMC7S-400 (pag. 132), FMC7S-630VC (pag. 136) <b>Giunti</b> ECCOSPEED™ (pag. 140)	<b>Suite di accessori</b> <b>Terminations</b> ELT0-1C (pag. 115), ELT0-1C (pag. 119), FMC5 250 (pag. 129), FMC6 (pag. 130), FMC7S-400 (pag. 132), FMC7S-630VC (pag. 136) <b>Joints</b> ECCOSPEED™ (pag. 140)

TEMPERATURE  
PER SOVRACCARICO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE

105°C

TEMPERATURE  
CIRCUITO CORTO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE

300°C

CLASSI  
DEI CAVI  
CABLE  
CLASS



**Condizioni di posa / Laying conditions**

TEMPERATURA  
PER SOVRACCARICO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE



CLASSI  
DEI CAVI  
CABLE  
CLASS



TEMPERATURE  
CIRCUITO CORTO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE



TEMPERATURE  
CIRCUITO CORTO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE



TEMPERATURE  
CIRCUITO CORTO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE



TEMPERATURE  
CIRCUITO CORTO  
MAXIMUM  
TEMPERATURE



98 **Prysmian Group** CATALOGO CAVI E ACCESSORI / CABLES & ACCESSORIES CATALOGUE

Figura 14

**Tabella 7: sintesi dei dati elettrici dimensionali dei cavi MT- Parte 1**

ZONA	RAMO	Denominazione linea MT	PARTENZA	ARRIVO	Lunghezza cavo (km)	Potenza moduli campo fotovoltaico [kW]	Perdite in DC 17%	Potenza inverter	Potenza attiva (LINEA) [MW]	Sezione cavo ARP1H5(AR)JEX elica visibile 18/30 kV(mm²) r=1°C	CENTRALE FOTOVOLTAICA DI ORTA NOVA (FG)									
											Sezione cavo unipolare in alluminio ARP1H5(AR)E (mm²)	Corrente di impiego [A]	Portata cavo nominale [A] I <sub>0</sub>	Numero circuiti attivi nella sezione di scavo	K correttivo portata	TERNE IN //	Portata tratta corretta [A]	Dimensionamento o in portata		
Campo Sud Orta Nova	Ramo A	MT_CS_CT1-CT2	CSM-CS	CT1-CS gialla	0,120	7.884,800	6.544,384		13,120	3x1x240	252,50	429	2	0,74	1	318,44	79,29%			
		MT_CS_CT2	CT1-CS gialla	CT2-CS arancio	0,370	7.884,800	6.544,384		6,560	3x1x120	126,25	290	2	0,80	1	232,00	54,42%			
	Ramo B	MT_CS_CT3-CT4	CSM-CS	CT3-CS viola	0,460	7.884,800	6.544,384		8,200	3x1x240	157,81	429	2	0,74	1	318,44	49,56%			
		MT_CS_CT4	CT3-CS viola	CT4-CS grigia	0,290	1.971,200	1.636,096		1,640	3x1x120	31,56	290	2	0,80	1	232,00	13,60%			
	Ramo C	MT_CS_CT5	CSM-CS	CT5-CS rossa	1,170	7.884,800	6.544,384		13,120	3x1x240	252,50	429	2	0,74	1	318,44	79,29%			
		MT_CS_CT6	CT5-CS rossa	CT6-CS blu	0,230	7.884,800	6.544,384		6,560	3x1x120	126,25	290	2	0,80	2	232,00	54,42%			
Elettrodotto 12,55 km	C-SMCS > CSM-SSE	MT_CSA	CSM-CS	C_SM-SSE	12,550				21,320		3x1x630	410,32	725	2	0,68	2	986,00	41,61%		
		MT_CSB	CSM-CS	C_SM-SSE	12,550				19,680		3x1x630	378,75	725	2	0,68	2	986,00	38,41%		
Campo Nord Orta Nova	Ramo E	MT_CN_CT1-CT2	CSM-CN	CT1-CN grigia	0,050	3.942,400	3.272,192		9,840	3x1x240	189,38	429	2	0,74	1	318,44	59,47%			
		MT_CS_CT2	CT1-CN grigia	CT2-CN viola	0,680	7.823,200	6.493,256		6,560	3x1x120	126,25	290	2	0,80	1	232,00	54,42%			
Elettrodotto 9,68 km	CSMCN > CSM-SSE	MT_CNA	CSM-CN	SSE	9,680				14,400		3x1x400	189,38	557	2	0,68	1	378,76	50,00%		
		MT_CNB	CSM-CN	SSE	9,680				14,400		3x1x400	126,25	557	2	0,68	1	378,76	33,33%		
Sottostazione Xelio 7	C_SM-SSE > TRAF0 MT/AT	MT_LO_A	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050				14,400		3x1x630	277,14	725	4	0,62	1	451,15	61,43%		
		MT_LO_B	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050				14,400		3x1x630	277,14	725	4	0,62	1	451,15	61,43%		
		MT_LO_C	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050				14,400		3x1x630	277,14	725	4	0,62	1	451,15	61,43%		
		MT_LO_D	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050				14,400		3x1x630	277,14	725	4	0,62	1	451,15	61,43%		
					68,474,560			Numero Inverter												

**Tabella 8: sintesi dei dati elettrici dimensionali dei cavi MT- Parte 2**

ZONA	RAMO	Denominazione linea MT	PARTENZA	ARRIVO	Lunghezza cavo (km)	Potenza moduli campo fotovoltaico [kW]	Perdite in DC 17%	Trasformatore in olio 30/0,63 kV Ucc% = 8%	Numero inverter con P=1,64 MW	Potenza apparente [VA]	Potenza attiva [W]	Potenza reattiva [Mvar]	ΔV	ΔV%	ΔV% cumulato	Potenza persa sui cavi MT [KW]	Δp%												
																		CENTRALE FOTOVOLTAICA DI ORTA NOVA (FG)											
Campo Sud Orta Nova	Ramo A	MT_CS_CT1-CT2	CSM-CS	CT1-CS gialla	0,120	7.884,800	6.544,384	6,56	4	13.120.000	12.464.000	4.096.719	11,159947	0,037%	1,960%	4,636337	0,037%												
		MT_CS_CT2	CT1-CS gialla	CT2-CS arancio	0,370	7.884,800	6.544,384	6,56	4	6.560.000	6.232.000	2.048.359	29,444201	0,098%	2,058%	6,116542	0,098%												
	Ramo B	MT_CS_CT3-CT4	CSM-CS	CT3-CS viola	0,460	7.884,800	6.544,384	6,56	4	8.200.000	7.790.000	2.560.449	26,735936	0,089%	2,012%	6,942431	0,089%												
		MT_CS_CT4	CT3-CS viola	CT4-CS grigia	0,290	1.971,200	1.636,096	1,64	1	1.640.000	1.558.000	512.090	5,769472	0,019%	2,031%	0,299628	0,019%												
	Ramo C	MT_CS_CT5	CSM-CS	CT5-CS rossa	1,170	7.884,800	6.544,384	6,56	4	13.120.000	12.464.000	4.096.719	108,803635	0,363%	2,285%	45,20428	0,363%												
		MT_CS_CT6	CT5-CS rossa	CT6-CS blu	0,230	7.884,800	6.544,384	6,56	4	6.560.000	6.232.000	2.048.359	74,164561	0,247%	0,268%	15,40645	0,247%												
Elettrodotto 12,55 km	C-SMCS > CSM-SSE	MT_CSA	CSM-CS	C_SM-SSE	12,550					21.320.000	20.254.000	6.657.168	621,778790	2,073%	2,082%	419,7836	2,073%												
		MT_CSB	CSM-CS	C_SM-SSE	12,550					19.680.000	18.696.000	6.145.078	573,949652	1,913%	1,923%	357,6854	1,913%												
Campo Nord Orta Nova	Ramo E	MT_CN_CT1-CT2	CSM-CN	CT1-CN grigia	0,050	3.942,400	3.272,192	3,28	2	9.840.000	9.348.000	3.048.359	3,487296	0,012%	1,005%	1,086641	0,012%												
		MT_CS_CT2	CT1-CN grigia	CT2-CN viola	0,680	7.823,200	6.493,256	6,56	4	6.560.000	6.232.000	2.048.359	54,113667	0,180%	1,677%	11,24121	0,180%												
Elettrodotto 9,68 km	CSMCN > CSM-SSE	MT_CNA	CSM-CN	SSE	9,680					9.840.000	9.348.000	3.072.539	442,695827	1,476%	1,485%	137,944	1,476%												
		MT_CNB	CSM-CN	SSE	9,680					6.560.000	6.232.000	2.048.359	295,130551	0,984%	1,003%	61,30845	0,984%												
Sottostazione Xelio 7	C_SM-SSE > TRAF0 MT/AT	MT_LO_A	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050					14.400.000	13.680.000	4.496.399	2,883000	0,010%	0,010%	1,314648	0,010%												
		MT_LO_B	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050					14.400.000	13.680.000	4.496.399	2,883000	0,010%	0,010%	1,314648	0,010%												
		MT_LO_C	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050					14.400.000	13.680.000	4.496.399	2,883000	0,010%	0,010%	1,314648	0,010%												
		MT_LO_D	C_SM-SSE	Trafo AT/MT	0,050					14.400.000	13.680.000	4.496.399	2,883000	0,010%	0,010%	1,314648	0,010%												
															68,474,560			57.400.000	54.530.000							1183,127	2,170%		
																Perdite totali della rete													2,17%

3.13.1 Cabine MT/BT

Le dieci cabine di trasformazione dovranno essere realizzate utilizzando un sistema del costruttore Ingeteam, che propone, appositamente per il mercato fotovoltaico, un complesso di apparecchiature in esecuzione da esterno, denominato SHE8-Double Dual Inverter, comprendenti:

- N. 1 quadro di media tensione con due sezionatori di linea in entra esci e protezione trafo, provvista di protezioni 50, 51, 51N;
- Cavi di collegamento tra quadro MT e trafo attraverso cunicolo predisposto;
- N. 1 trasformatore in olio in esecuzione esterna con S=6,56 MVA, 30/0,63 kV, con doppio avvolgimento lato BT (da 3,28 MVA nella cabina 1 del campo nord, da 2 MVA nella cabina 4 del campo sud);
- Sistema di blindosbarra per collegamento a 630 V degli inverter fotovoltaici;
- N. 4 inverter fotovoltaici in esecuzione esterna, ciascuno con potenza di 1640 kVA, con potenza complessiva del sistema di 6,56 MVA (due inverter da 1640 kVA nella cabina 1 del campo nord, 1 inverter da 1640 kVA nella cabina 4 del campo sud);

6. N. 1 Trasformatore 630/400 V da 30 kVA a servizio delle utenze ausiliarie in campo, quali motori dei tracker, illuminazione delle strade di accesso, servizi per la supervisione dell'impianto, videosorveglianza, pompe pozzo, ecc.

In prossimità di ciascuna cabina di smistamento/trasformazione è prevista la installazione di un locale prefabbricato di dimensioni 2,5x4x2,5 m, per l'alloggiamento del quadro BT servizi ausiliari, delle apparecchiature informatiche e di supervisione, di eventuale videoregistratore, centrale antintrusione, ecc.. Il locale sarà provvisto di punto luce in esecuzione stagna e gruppo prese elettriche di servizio monofase per eventuali pc, ecc.

Tutte le opere relative alla costruzione delle cabine elettriche dovranno essere realizzate in conformità alla norma CEI 0-16 ed. 2019-04: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica", alla norma CEI EN 61936-1 - Class. CEI 99-2 Anno 2014: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a. Parte 1: Prescrizioni comuni", alla norma CEI EN 50522 - Class. CEI 99-3 Anno 2011: "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a.", alla Guida CEI 99-4, 2014-09: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale", alla Guida CEI 99-5, 2015-07: "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.", alla norma CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasporto e distribuzione di energia elettrica. Linee in cavo", alla norma CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria", alla norma CEI 82-25 (2010): "Guida alla generazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione".

INGECON

SUN

InverterStation  
1,500 VdcMEDIUM VOLTAGE  
INVERTER STATION,  
CUSTOMIZED  
UP TO 7.20 MVA

## From 1170 to 7200 kVA

This brand new medium voltage solution integrates all the devices required for a multi-megawatt system.

### Maximize your investment with a minimal effort

Ingeteam's Inverter Station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to four photovoltaic inverters (two dual inverters). All the equipment is suitable for outdoor installation, so there is no need of any kind of housing.

### Higher adaptability and power density

This PowerStation is now more versatile, as it features a LV / MV shelter that can be customized to suit every customer's requirements.

### Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment –up to 7.20 MVA-, liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV and provision for low voltage equipment.

The LV / MV shelter integrates the LV panel, indoor MV switchgear and auxiliary services transformer. It can also feature a UPS for auxiliary services and an air conditioner in order to improve the cooling system.

### Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the B Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works. Independent accesses to the shelter's low and medium voltage cubicles.

### Maximum protection

Ingeteam B Series central inverters integrate the latest generation electronics and a much more efficient electronic protection. Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.

Furthermore, the electrical connection between the inverters and the transformer is fully protected from direct contact.

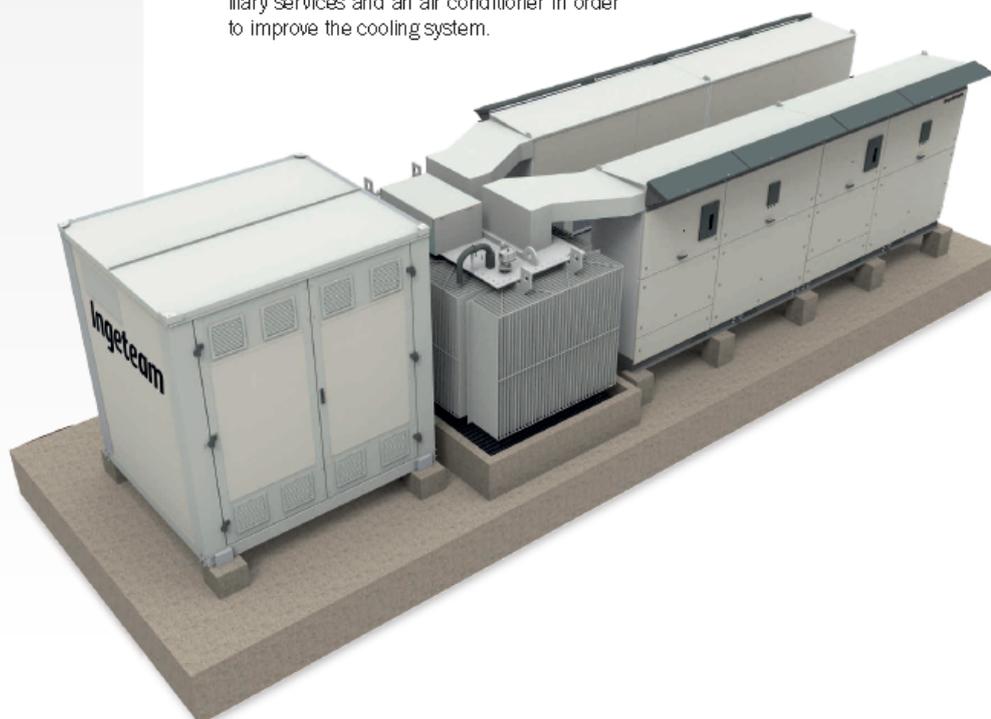


Figura 15: Immagine dello skid tipico utilizzato nella centrale fotovoltaica "Orta Nova"

Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

**STANDARD EQUIPMENT**

- From one up to four inverters with an output power of 7.2 MVA.
- Liquid-filled hermetically sealed transformer up to 34.5 kV with reduced power losses.
- LV / MV Shelter integrating the LV panel, MV switchgear and auxiliary services transformer.

**OPTIONS UPON REQUEST**

Electrical gear as per customer necessities:

- Low voltage distribution panels.
- UPS for auxiliary services.
- Start-up at the system site.
- Air conditioning cooling system.
- High-speed Ethernet/Fiber Optic communication system for a plug-and-play connection to the PPC or SCADA.

- INGECON®SUN StringBox with 16, 24 or 32 input strings.
- Gateway for the grid operator to monitor and control the PV plant by using standard protocols, like IEC61850, IEC60870-5-101/104, DNP 3.0, etc.
- Sand trap kit.
- Meteo station.

- Energy meter for the auxiliary services and/or energy production.
- Insulation monitoring relay for the IT systems.
- Reactive power regulation without PV power.
- Ground connection of the PV array.

**Four possible configurations**



**Single Inverter Station**  
From 1,170 up to 1,800 kVA.



**Dual Inverter Station**  
From 2,340 up to 3,600 kVA.



**Single Inverter + Dual Inverter Station**  
From 3,510 up to 5,400 kVA.



**Double Dual Inverter Station**  
From 4,680 up to 7,200 kVA.

Figura 16: Piattaforma in cemento con 1,2,3,4 inverter, trafo in olio, Quadro MT, Quadro BT SA, Trafo SA



InverterStation 1,500 Vdc

Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

	SHE8 - Single Inverter	SHE8 - Dual Inverter	SHE8 - Single + Dual Inverter	SHE8 - Double Dual Inverter
Number of inverters	1	2	3	4
Power IP54 @30 °C / 86 °F <sup>(1)</sup>	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Power IP54 @50 °C / 122 °F <sup>(2)</sup>	1,613 kVA	3,227 kVA	4,839 kVA	6,452 kVA
Power IP56 @27 °C / 81 °F <sup>(1)</sup>	1,793 kVA	3,586 kVA	5,379 kVA	7,172 kVA
Power IP56 @50 °C / 122 °F <sup>(2)</sup>	1,667 kVA	3,174 kVA	4,761 kVA	6,348 kVA
Voltage class	24 - 36 kV			
Installation altitude <sup>(3)</sup>	Up to 4,600 m (14,765 ft)			
Operating temperature range <sup>(2)</sup>	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F

Notes: <sup>(1)</sup> Power referring to the model INGEDOM® E UN PowerMax 1800TL B890 IP54/IP56 <sup>(2)</sup> During the PFQ please indicate the maximum ambient temperature, altitude and IP rating in order to size all devices properly. IMPORTANT: for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department.

### Configuration with two dual inverters

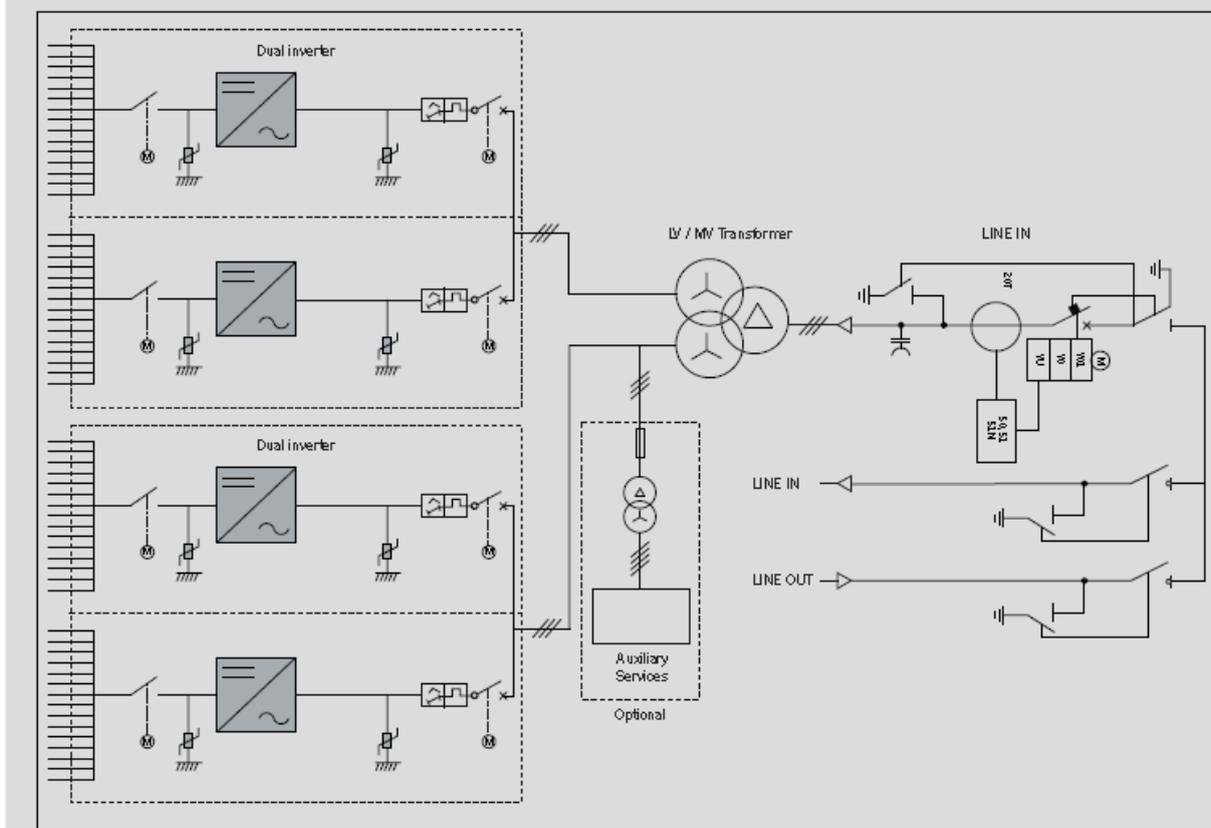


Figura 17: Caratteristiche tecniche e schema unifilare dello skid tipico previsto

### 3.13.2 Parametri elettrici di impianto

- Fornitura da Ente Distributore con sistema di III categoria a 150 kV, con neutro francamente a terra;
- Media tensione disponibile in uscita dal trasformatore da 70 MVA della Sottostazione utente: 30 kV;
- Tensione secondaria disponibile in uscita dai trasformatori presenti nelle cabine in campo: 630 V concatenata
- Tensione secondaria disponibile in uscita dai trasformatori da 100 kVA: 630/400 V
- Sistema di distribuzione trafo 6560/3280/2000 kVA lato 630 V: IT
- Sistema di distribuzione trafo 100 kVA lato 400 V: TN-S
- Corrente di corto circuito presunta al punto di consegna: dato che sarà fornito dal Distributore;
- Frequenza 50Hz;
- corrente di guasto monofase a terra: dato che sarà fornito dal Distributore.

### 3.13.3 Caduta massima di tensione e portata massima di corrente

La caduta massima di tensione per ogni circuito in DC non dovrà superare il 2% della tensione a vuoto.

La caduta massima di tensione per ogni circuito in MT a 30 kV non dovrà superare il 4% della tensione a vuoto.

La densità di corrente nei vari conduttori non dovrà mai essere superiore a quella consentita dalle tabelle CEI-UNEL 35024/1 relative tenendo conto di un coefficiente di contemporaneità per le potenze installate.

### 3.13.4 Quadri di media tensione

I quadri di media tensione, con grado di isolamento a 36 kV, dovranno essere realizzati come indicato nello schema della rete elettrica MT e comunque con apparecchiature conformi alle prescrizioni CEI 0-16 edizione 2019.

Il dispositivo Generale nella Sottostazione Utente sarà completo di:

- sganciatore di massima corrente a tempo definito ( $I_{>>}$ , soglia 51, con ritardo intenzionale);
- sganciatore di corto circuito ( $I_{>>>}$ , soglia 50, istantanea);
- relè di massima corrente omopolare ad intervento istantaneo e regolabile ( $I_{0>} / I_{0>>}$  o 50N/51N);
- relè omopolare direzionale ( $I_0$  o 67N);
- centralina a microprocessore;
- n. tre trasformatori di corrente conformi a CEI 0-16;
- n. 1 trasformatore toroidale omopolare conforme a CEI 0-16;
- n. 1 UPS di servizio con  $S=5000$  VA per la alimentazione dei circuiti di comando a 230 V dell'interruttore generale in alta tensione e dei relativi circuiti ausiliari;
- n. 1 Protezione di Interfaccia conforme a CEI 0-16.

Gli interruttori automatici MT isolati in SF6 saranno completi di:

- sganciatore di massima corrente a tempo dipendente ( $I_{>}$  o sovraccarico) se richiesto dal Distributore;
- sganciatore di massima corrente a tempo definito ( $I_{>>}$ , soglia 51, con ritardo intenzionale);
- sganciatore di corto circuito ( $I_{>>>}$ , soglia 50, istantanea);
- relè di massima corrente omopolare ad intervento istantaneo e regolabile ( $I_{0>} / I_{0>>}$  o 50N/51N);
- relè omopolare direzionale ( $I_0$  o 67N) e centralina SEPAM 40, limitatamente agli interruttori di protezione delle linee che alimentano le cabine successive;
- centralina a microprocessore, limitatamente agli interruttori di protezione dei trasformatori di cabina;
- n. tre trasformatori di corrente integrati 300/1 A;
- n. 1 trasformatore toroidale omopolare conforme a CEI 0-16;

In ogni cabina di trasformazione sono inoltre previsti:

- n. 1 UPS di servizio con  $S=2000$  VA per la alimentazione dei circuiti di comando a 230 V.

Il potere di interruzione previsto di tutti gli interruttori automatici MT è di 16kA e comunque adeguato alla corrente di corto circuito presunta nel punto di installazione.

La corrente nominale delle sbarre, in ogni quadro, sarà, di norma, di 1250A.

Le strutture portanti, i pannelli di chiusura e portelle dovranno essere in lamiera d'acciaio da 20/10mm con grado di protezione minimo IP 30 a portelle chiuse.

Tutti gli scomparti dovranno essere dotati di cartelli monitori e di blocchi a chiave sulle manovre e su ciascuno di essi dovranno essere affissi tramite viti, le targhette riportanti lo schema elettrico e le istruzioni operative.

Dovrà essere realizzato inoltre l'interblocco di accesso al box trasformatore con i dispositivi di interruzione e sezionamento MT.

Maggiori dettagli sono riportati negli schemi della rete MT allegati.

OIL INSULATED TRANSFORMER DATA SHEET			
Ambient temperature (min)	°C	0	Code: 00000
Ambient temperature (max)	°C	50	Corrosive environment classification: C4-H
Installation altitude	m	1,000	Losses according to IEC548/2 014
<b>TRANSFORMER FOR OUTDOOR INSTALLATION</b>			
<b>Electrical Features</b>			<b>Accessories Included</b>
Type	-	Oil Hermetic	Integrated safety detector for protection relay for electrical transformers (DGPT2 or equivalent).
Insulating fluid	-	Mineral Oil	
Power	kVA	6,560 @ 30°C	Deburon: <ul style="list-style-type: none"> <li>Gas discharge or drop of the dielectric level (2 contacts)</li> <li>Internal pressure (2 contacts)</li> <li>Dielectric temperature (2 contacts)</li> </ul> Reading: <ul style="list-style-type: none"> <li>Dielectric temperature</li> <li>Dielectric level for gas volume</li> </ul> PT100 sensor for oil temperature rise N. 3 H.V. terminals plug-in bushings (Elasthold type) N. 6 L.V. terminals, IP00 bushings N. 2 Earth terminals in stainless steel N. 2 Electrostatic shields b. between primary & secondary windings IPX1 protective box for H.V. terminals IP53 protective covers for L.V. terminals IP55 junction box for auxiliary connections Pressure release valve Oil filling device Oil draining device First oil filling Lifting lugs Towing hooks N. 4 orientable wheels with mechanical block system Registration plate with data Documentation: User and installation guide in English language Bulletin related to the test applied Oil Certificate Certificate of conformity
Power	kVA	6,220 @ 40°C	
Power	kVA	5,900 @ 50°C	
Primary Voltage	kV	30	
Secondary Voltage	kV	2 x 0,690	
Off load tap changer	%	±2 x 2,5	
Primary phase current	A	94,7	
Secondary phase current	A	2 x 3,006	
Vectorial Group	-	Dy11y11	
Frequency	Hz	50	
Cooling system	-	ONAN	
No load current	%	0,4	
Insulation levels - primary side	kV	36 / 70 / 170	
Insulation levels - secondary side	kV	3,6 / 10	
Windings material - primary side	-	Aluminum	
Windings material - secondary side	-	Aluminum	
<b>Overlapping Windings</b>			
No Load losses	W	5,470	
Load losses (75°C)	W	46,800 (**)	
Impedance voltage, HV/LV-LV <sub>2</sub>	%	10,3 (**)	
Impedance voltage, HV/LV <sub>1</sub>	%	5,7 (**)	
Impedance voltage, HV/LV <sub>2</sub>	%	5,7 (**)	
Series resistance R (primary side)	Ω	-	
Series reactance X (primary side)	Ω	-	
Voltage drop cos φ = 0,8	100%	-	
Efficiency cos φ = 0,8	50%	-	
Efficiency cos φ = 0,8	75%	-	
Efficiency cos φ = 0,8	100%	-	
Max temperature rise - oil	°C	50 (**)	
Max temperature rise - windings	°C	55 (**)	
Winding hot spot	°C	68 (**)	
<b>Mechanical Features</b>			
Hermetic / Expansion vessel	-	Hermetic	
Overall protection rating <sup>(*)</sup>	-	IP55	(*) Excluding MV/LV terminals
Length	mm	TB D (***)	
Height	mm	TB D (***)	
Depth	mm	TB D (***)	
Oil weight	kg	TB D (***)	
Unit total weight	kg	13,200 (***)	
Transformers in this specification are engineered, manufactured and tested according to IEC 60076 Standard. The transformer must be suitable for outdoor installations under direct solar radiation. Ingleam qualified suppliers: ABB, Siemens, SEA, GSE, MF Transformer, ELME, Teco Elctro, Nambu Transformer, Omvraha, Allargo Transformer, MEF/SL, Tabone Power Equipment, ELTAS, Sanil Electric Co, GE, SGS-SMT Group. (*) Referred to 30°C ambient temperature (Peak Eff.ency Index ≥ 99,514%). (**) Referred to 50°C ambient temperature. (***) Ingleam reserves the right to change mechanical data maintaining unmodified the electrical characteristics.			

Figura 18: Caratteristiche dimensionali di trasformatore tipico da 6,54 MVA

MINI CHARACTERISTICS

## TPR6 HP TECHNICAL DATA

Design and construction	
Partition Class (switchgear classification)	PM (partial enclosure)
Loss of service continuity classes	LSC2
Loss of service continuity classes without switch device	LSC1
Accessibility to compartments	
Internal Busbar compartment	Not Accessible
External Busbar compartment (if available)	Accessible by Tool
Low voltage compartment	Accessible by Tool
Cable Compartment	Accessible in locked condition
Cable Feeder	Accessible by Tool
Metering Unit without Switch device	Accessible by Tool

Internal Arc Classification	
Rated Current	up to 40.5M
Arco test Current	up to 25ka
Test Duration	1s
IAC class	IC A F - FL - FLR
Accessing to the bus compartment and external low voltage compartment	Switchgear in closed electrical service location, "access" for authorized personnel only (According to IEC/EN 62271-200)
Type of accessibility A	

30 [www.sel-eletric.com](http://www.sel-eletric.com)
TPR6 20kV - TPR6 HP

Figura 19: Quadro MT tipico montato su Skid, IP54

### 3.13.5 Taratura della Protezione Generale

La Protezione Generale dovrà essere provvista delle protezioni ANSI 50, 50N, 50BF, 51, 51N, 25, 47, 94 e dovrà essere impostata ai valori comunicati da TERNA.

### 3.13.6 Dimensionamento dell'impianto BT

Ogni impianto BT connesso ad inverter dell'impianto fotovoltaico è esercito con sistema a tre conduttori, con neutro isolato o messo a terra tramite impedenza. In ogni cabina l'impianto di terra è unico per le masse estranee, per le

masse di M.T., di B.T e neutro dei trasformatori; l'impianto di terra della Sottostazione TERNA sarà indipendente ma interconnesso mediante collegamento di corda in rame GV di  $S=95 \text{ mm}^2$  tra il collettore di terra principale della Sottostazione TERNA ed il collettore di terra della Sottostazione Utente.

La distribuzione dell'energia di B.T. ai circuiti di servizio è a cinque conduttori (3F+N+T) e lo schema d'esercizio è di tipo TN-S.

La normativa tecnica di riferimento è la Norma CEI 64-8/4 fasc. 4131 anno 2007 Art. 413.1.3.

### 3.13.7 Prescrizioni ulteriori

Esternamente, sulla porta di accesso di ogni cabina, dovrà essere disposto in modo visibile un segnale di pericolo di forma triangolare.

All'interno di ciascuna cabina dovrà essere permanentemente esposto uno schema dell'impianto, con chiare indicazioni relative alle connessioni ed alle apparecchiature essenziali.

A completamento degli accessori di cabina dovranno essere previsti una pedana isolante e un estintore a polvere.

Dovranno essere installati SPD nei punti sensibili dell'impianto BT, per limitare eventuali danni economici prodotti da sovratensioni dovute a fulmine.

### 3.14 Impianto di terra

#### Prescrizioni generali

La centrale di produzione elettrica "Orta Nova" sarà composta da tre aree tra loro distanti: la Sottostazione Utente, il campo fotovoltaico Nord, il campo fotovoltaico Sud.

Ciascuna di queste tre aree dovrà essere munita di proprio impianto di messa a terra. I tre impianti di terra saranno tra loro interconnessi mediante la maglia esterna di terra dei cavi MT della rete interna.

La sottostazione Utente dovrà essere munita di impianto di terra realizzato con corda di rame di  $S=70 \text{ mm}^2$ , interrata ad  $h=-70 \text{ cm}$ , posta in forma magliata sull'intera area della sottostazione, con lato della maglia di 10 m.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico Nord dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di  $S=35 \text{ mm}^2$  interrata ad  $h=-50 \text{ cm}$  magliata (lato 2 m) posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di  $S=35 \text{ mm}^2$  che intersechi tutti i tracker e li colleghi al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea che ospiterà i basamenti su cui poggeranno tutte le apparecchiature previste per ciascuna cabina.

Tutte le cabine elettriche del campo fotovoltaico Sud dovranno avere un impianto di terra formato da corda di rame di  $S=35 \text{ mm}^2$  interrata ad  $h=-50 \text{ cm}$  magliata e posta ad anello intorno alla rispettiva cabina. A tale anello dovranno essere collegati tutti i tracker del relativo campo fotovoltaico, con unica corda in rame di  $S=35 \text{ mm}^2$  che intersechi tutti i tracker e li colleghi al sistema disperdente (un punto per tracker). Dovrà essere collegata all'anello di terra posto all'esterno della cabina (distanza 1 m su tutto il perimetro) anche la rete magliata della platea che ospiterà i basamenti su cui poggeranno tutte le apparecchiature previste per ciascuna cabina.

L'impianto di terra dovrà soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficiente resistenza meccanica e resistenza alla corrosione
- essere in grado di sopportare le più elevate correnti di guasto
- evitare danni a componenti elettrici o a beni
- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

Per la protezione delle persone da contatti indiretti sull'impianto di B.T. dovranno essere installati, a protezione di tutte le utenze finali, interruttori differenziali con, di norma,  $I_{dn}=0,3$  A.

Per la determinazione del valore della resistenza di terra per guasti a terra sul lato M.T. dovranno essere rispettate le prescrizioni della Norma CEI 99-2 ed. 2011-07 e della CEI 0-16 ed. 2019.

### **Prescrizioni aggiuntive sull'impianto di terra**

Per ciascuno dei tre siti in cui è suddivisa la Centrale Fotovoltaica Orta Nova l'impianto di terra dovrà essere unico per tutto il complesso e dovrà essere costituito da:

- dispersore: realizzato con corda in rame di  $S=35$  mmq;
- conduttore di terra: corda in rame isolato giallo verde che collega il collettore di terra principale, posizionato in ciascuna cabina, al dispersore;
- collettori di terra: punti di collegamento fra dispersore, rete dei conduttori di protezione e conduttori equipotenziali, costituiti da sbarre in rame; ogni quadro elettrico ne è provvisto; sono apribili, per permettere le verifiche, ma solo mediante attrezzo;
- conduttori di protezione PE: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde, posati lungo gli stessi percorsi dei conduttori di energia, aventi la funzione di collegare tutte le masse dell'impianto elettrico; essi sono sempre distinti dai conduttori di neutro; tutti i cavi multipolari utilizzati nell'impianto sono provvisti, ove possibile, di conduttore di protezione integrato;
- conduttori equipotenziali: conduttori isolati, con guaina di colore giallo-verde per il collegamento all'impianto di terra di tutte le masse estranee. Essi si distinguono in conduttori principali, utilizzati per collegare ai collettori di terra le masse estranee, e conduttori supplementari, utilizzati per collegare masse estranee fra loro e ai conduttori di protezione per la realizzazione dell'equipotenzialità locale.

Il centro stella di ciascun trasformatore dovrà essere collegato a terra attraverso il collettore principale di cabina.

Per i trasformatori da 6560 kVA, i due centro stella lato BT dovranno essere collegati a terra mediante impedenza, per rendere il sistema isolato (IT).

Per i trasformatori da 100 kVA 630/400 V, il centro stella dovrà essere collegato a terra direttamente, mediante conduttore in rame.

Il trasformatore da 70 MVA 150/30 kV dovrà essere collegato, lato alta tensione, con neutro francamente a terra, lato MT con neutro isolato mediante impedenza.

### **Messa a terra dell'impianto fotovoltaico**

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di protezioni contro le sovratensioni.

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

### **3.15 Servizi ausiliari a 400/230 V AC**

L'intera centrale fotovoltaica avrà la necessità di utilizzo di servizi ausiliari a tensione di rete di 400/230 V AC.

Pertanto, nella cabina MT della SSE, nelle due cabine MT di smistamento e nelle dieci cabine di trasformazione dovranno essere presenti trasformatori ausiliari per tali servizi.

### 3.15.1 Servizi ausiliari Stazione di Trasformazione Utente

Nella cabina di smistamento della Stazione di trasformazione AT/MT dovrà essere previsto un trasformatore con S=100 kVA, Dyn11, Ucc6%, 30/0,4 kV, per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari della Stazione di Trasformazione Utente, come descritto negli schemi elettrici allegati. L'impianto in AC dei servizi ausiliari sarà esercito con sistema TN e provvisto di gruppo elettrogeno con S=25 kVA, Gruppo raddrizzatore con batterie di accumulo per la gestione dei controlli della sezione AT ed MT della centrale ed UPS per la gestione del sistema TLC e TVCC.

### 3.15.2 Servizi ausiliari delle due cabine di smistamento campo nord e campo sud

In ciascuna delle due cabine di smistamento previste rispettivamente nel campo sud e nel campo nord dovrà essere installato un trasformatore con S=40 kVA, Dyn11, Ucc% =6%, 30/0,4 kV, per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari della cabina di smistamento e delle utenze ausiliarie poste nelle immediate vicinanze (pompa del pozzo, TVCC, illuminazione locali, prese di servizio, ecc.). Per maggiori dettagli si rimanda agli schemi elettrici unifilari, allegati.

### 3.15.3 Servizi ausiliari Cabine di trasformazione

In ciascuna delle dieci cabine di trasformazione previste, sia nel campo sud che nel campo nord, dovrà essere installato un trasformatore con S=30 kVA, Dyn11, Ucc% =6%, 0,63/0,4 kV, per l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari del quadro MT, degli inverter (estrattori, elettronica di controllo, ecc.), dei locali di servizio adiacenti (luci, prese), delle utenze ausiliarie poste nelle immediate vicinanze (pompa del pozzo, TVCC, ecc.). Per maggiori dettagli si rimanda agli schemi elettrici unifilari, allegati.

### 3.15.4 Gruppi di continuità

In ogni cabina dovrà essere installato un gruppo di continuità o UPS (uninterruptible power system) a servizio della alimentazione ausiliaria 230 V degli interruttori MT, con potenza di 2000 VA, autonomia dieci minuti.

Tutti gli UPS dovranno essere di tipo statico con raddrizzatore ed inverter, con batterie di accumulatori al piombo, ermetiche; le batterie dovranno essere dimensionate per garantire un'autonomia di quindici minuti a pieno carico (gruppo per i servizi di sicurezza).

Gli UPS dovranno essere del tipo con neutro passante, con by-pass manuale per la messa fuori servizio e circuito di comando per l'arresto di emergenza.

Dovranno essere rispondenti alle norme CEI EN 62040-1-1 (CEI 22-26), CEI EN 62040-1-2 (CEI 22-27), CEI EN 62040-3 (CEI 22-24) ed essere protetti contro il "ritorno di energia", come previsto dalle norme CEI EN 62040-1-1 (Allegato L), CEI EN 62040-1-2 (Allegato L), CEI EN 62040-3 (Allegato F).

## 3.16 Illuminazione esterna

Prevista solo nella sottostazione utente.

Dovranno essere previsti, lungo il perimetro dell'area rettangolare che racchiude la stazione utente, n. 4 pali in vetroresina di h=8 m con armature da 50 W.

## 3.17 Impianti di forza motrice ed illuminazione

In ogni locale chiuso della centrale fotovoltaica dovranno essere previste:

- prese di servizio di tipo industriale, con sezionatore interbloccato, sia monofase che trifase, da 16 A. Nel quadro di servizio di cabina dovranno inoltre essere disponibili alcuni interruttori di riserva per eventuali necessità di utilizzatori elettrici a servizio del campo fotovoltaico;
- Impianto di illuminazione, provvisto, per ciascun locale, di apparecchio di illuminazione 2x24 W a led comandato da interruttore unipolare.

Inoltre:

- ogni inverter da 1640 kW sarà collegato, mediamente, a 5 quadri di giunzione stringhe, disposti in campo sui tracker. Tali quadri elettrici dovranno essere provvisti di alimentazione elettrica a 230 V per l'alimentazione della componentistica elettronica presente al loro interno, necessaria a gestire le informazioni provenienti dalle stringhe per poterle inviare, tramite schede di rete e cavi in fibra ottica, al locale di servizio adiacente ciascuna cabina, ove tali segnali saranno concentrati e predisposti per l'invio ulteriore alla centrale di controllo dell'intero impianto fotovoltaico, posizionata nella cabina di smistamento del campo fotovoltaico nord;
- ogni tracker sarà munito di motore elettrico per la rotazione automatica dell'asse longitudinale; tutti i motori dei tracker dovranno essere alimentati mediante linee elettriche a 230 V con piccoli quadri elettrici posti in campo e provvisti di trasformatori 230/24 V per l'alimentazione a 24 V AC dei motori.

### 3.18 Impianto elettrico lato DC

In ciascuno dei due campi fotovoltaici i 35 inverter previsti avranno tutti una potenza di 1640 kW.

Ogni inverter sarà collegato mediamente a 10-12 quadri di giunzione stringhe, disposti in campo sui tracker. Tali quadri elettrici dovranno essere provvisti di alimentazione elettrica a 230 V per l'alimentazione della componentistica elettronica presente al loro interno, necessaria a gestire le informazioni provenienti dalle stringhe per poterle inviare, tramite schede di rete e cavi in fibra ottica, al locale di servizio adiacente ciascuna cabina, ove tali segnali saranno concentrati e predisposti per l'invio ulteriore alla centrale di controllo dell'intero impianto fotovoltaico, posizionata nella cabina di smistamento del campo fotovoltaico nord.

Ogni tracker sarà munito di motore elettrico per la rotazione automatica dell'asse longitudinale; tutti i motori dei tracker dovranno essere alimentati mediante linee elettriche a 230 V con piccoli quadri elettrici posti in campo e provvisti di trasformatori 230/24 V per l'alimentazione a 24 V AC dei motori.

La caduta di tensione complessiva sull'impianto in DC, dalle stringhe agli inverter, non dovrà superare il 2%.

Le sezioni dei cavi in DC dovranno essere scelte in modo che le cadute di tensione di tutti i cavi delle string box collegate ad un singolo inverter siano tra loro le più simili possibili, per diminuire il fenomeno di mismatching dovuto alla differenza di tensione tra circuiti collegati in parallelo. Nel capitolo 4 sono riportati, per ciascuna tratta in DC, i valori di c.d.t. di tutti i cavi dalle string box ai rispettivi inverter.

INGECON		SUN		StringBox			
		1,600 V					
		StringBox M 12	StringBox M 12S	StringBox M 16	StringBox M 16S		
<b>Input</b>							
Max. number of input strings		12 / 24 <sup>1)</sup>	12 / 24 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>	16 / 32 <sup>1)</sup>		
Max. number of measurable inputs		12	12	16	16		
Maximum current per input (C)		12 / 24	12 / 24	12 / 24	12 / 24		
Number of protection fuses		12	24	16	32		
Type of fuses		gPV fuses, 10x 35 mm, 30 kA					
Maximum DC voltage		1,500 Vdc					
Cable inlet		M40 cable gland (x4 cable entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)					
Inlet connections		Direct connection on fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>					
<b>Output</b>							
Rated total current (C) <sup>2)</sup>		144 / 288	144 / 288	192 / 384	192 / 384		
Cable outlet		Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm)					
Outlet connections		Direct connection on copper plates, wiring gauge up to 2x 340 mm <sup>2</sup> per pole					
DC switch disconnect rating (C)		315 / 400	315 / 400	315 / 400	315 / 400		
<b>SPD</b>							
Type		Type 1 (optional: Type 1+2)					
Grounding connection		M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 35 mm <sup>2</sup> )					
<b>Communication</b>							
Type		RS485, 3 wires (A, B and GND)					
Protocol		Modbus RTU					
Connection		2x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )					
<b>Others</b>							
Digital inputs		Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact					
Analogue inputs		One analogue input for one external RTD, precision: higher than 1.5 %					
Analogue inputs connection		M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )					
Current measurement sensors		One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3 %					
On-board sensor		One on-board sensor for internal box temperature measurement					
<b>General information</b>							
Enclosure type		Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced with fiberglass)					
Protection rating		IP65					
Impact strength		IK10					
Operating temperature range		-20 °C to +55 °C					
Relative humidity (non-condensing)		0 to 95 %					
Maximum altitude <sup>3)</sup>		2,000 m a.s.l.					
DC switch handle		Internal, lockable in open position					
Consumption (W)		9.5		9.5			
Size (mm)		1000 x 750 x 320 (WxHxD)					
Weight (kg)		39	41	41	48		
Marking		CE					
EMC and Safety standards		EN 61000-64, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712					
LV Switchgear standards		IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5503					
Electric shock protection		Class II equipment					
Notes:							
<sup>1)</sup> With external over-moulding in line fuses and branch connectors. <sup>2)</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. <sup>3)</sup> Please contact Ingecon for altitudes higher than 2,000 m.							

Figura 20: caratteristiche tecniche delle string box da 16 stringhe

INGECON SUN		StringBox			
		1,500 V			
Input	StringBox M 18	StringBox M 18S	StringBox M 20	StringBox M 20B	
Max. number of input strings	18	18	20	20	
Max. number of measurable inputs	18	18	20	20	
Maximum current per input (A)	12	12	12	12	
Number of protection fuses	18	36	20	40	
Type of fuse	gPV fuses, 10x 85mm, 30 kA				
Maximum DC voltage	1,500 Vdc				
Cable inlet	M40 cable gland (in 4 cable entry diameter: 6 to 10 mm for each cable gland)				
Inlet connections	Direct connection on fuse holders or distribution bar, wiring gauge 1.5 to 16 mm <sup>2</sup>				
Output					
Rated total current (A) <sup>TM</sup>	216	216	240	240	
Cable outlet	Up to 2 pairs of M20 cable glands (cable diameter: 27 to 36 mm)				
Outlet connections	Direct connection on copper plate, wiring gauge up to 2x 240 mm <sup>2</sup> per pole				
DC switch disconnect rating (A)	400	400	400	400	
SPD					
Type	Type 1 (optional: Type 1+2)				
Grounding connection	M20 cable gland (cable diameter: 7 to 13 mm, wiring gauge 2.5 to 36 mm <sup>2</sup> )				
Communication					
Type	RS485, 3 wires (A, B and GND)				
Protocol	Modbus RTU				
Connection	2x M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )				
Others					
Digital inputs	Two digital inputs already linked to the auxiliary contact of DC isolating switch and to the surge protection device fault contact				
Analogue inputs	One analogue input for one external RTD, precision: higher than 1.5 %				
Analogue inputs connection	M16 cable gland (cable diameter: 4.5 to 10 mm, wiring gauge 0.34 to 2.5 mm <sup>2</sup> )				
Current measurement sensors	One sensor for each input, maximum 25 A, accuracy 0.3 %				
On-board sensor	One on-board sensor for internal box temperature measurement				
General information					
Enclosure type	Outdoor use, insulating cabinet (polyester reinforced 44% fiberglass)				
Protection rating	IP65				
Impact strength	IK10				
Operating temperature range	-20 °C to +55 °C				
Relative humidity (non-condensing)	0 to 95%				
Maximum altitude <sup>TM</sup>	2,000 m a.s.l.				
DC switch handle	Internal, lockable in open position				
Consumption (W)	3.5				
Size (mm)	1,000 x 750 x 320 (WxHxD)	1,250 x 750 x 320 (WxHxD)	1,000 x 750 x 320 (WxHxD)	1,250 x 750 x 320 (WxHxD)	
Weight (kg)	41	51	41	51	
Marking	CE				
EMC and Safety standards	EN 61000-6-4, EN 61000-6-2, IEC 60364-7-712				
LV Switchgear standards	IEC 61439-1, IEC 61439-2, AS/NZS 61439-2, AS/NZS 5503				
Bedrock shock protection	Class II equipment				
Notes:					
<sup>TM</sup> Over 50 °C ambient temperature, the current will be reduced at the rate of 3.5% every °C up to 55 °C. <sup>TM</sup> Please contact Ingecon for altitudes higher than 2,000 m.					

Figura 21: caratteristiche tecniche delle string box da 20 stringhe

### 3.18 Impianto antintrusione

Dalle informazioni ricevute dal Committente l'intera area sarà sempre sorvegliata. Pertanto non è previsto, per ora, alcun impianto antifurto.

Dovranno comunque essere predisposti cavidotti collegati a pozzetti dedicati, da utilizzare esclusivamente per il passaggio di cavi interrati appartenenti ai sistemi elettrici di categoria 0 (U<50 V AC, U<120 V DC)

### 3.19 Impianto di videosorveglianza

E' previsto un sistema di videosorveglianza composto da telecamere posizionate su tutta l'area perimetrale dei tre siti (sottostazione, Campo Nord, Campo Sud), con telecamere ad infrarosso day-night provviste di ottica in grado di coprire, ciascuna, una visuale di circa 100 m, collegate mediante fibra ottica a NVR locali che saranno a loro volta messi in rete tramite rete GSM o filare per la visualizzazione in sala di controllo di tutte le aree sorvegliate.

Dovranno comunque essere predisposti:

- Interruttore automatico bipolare 2x10 A dedicato in ciascuna cabina;
- cavidotti collegati a pozzetti dedicati, da utilizzare esclusivamente per il passaggio di cavi interrati appartenenti ai sistemi elettrici di categoria 0 (U<50 V AC, U<120 V DC)

### 3.20 Sistema di controllo, monitoraggio e supervisione

Il sistema di controllo, monitoraggio e supervisione permette, per mezzo di sensori periferici, plc posti nei quadri di campo, cavo di collegamento in fibra ottica, concentratori dei cavi provenienti dal campo, router con connessione ADSL o GSM, la supervisione da remoto dell'impianto, per controllare tutti i parametri di produzione e lo stato di funzionamento dell'intero sistema elettrico.

Dovrà essere utilizzato un sistema informatico distribuito per il monitoraggio elettronico di sistemi fisici denominato SCADA (dall'inglese "Supervisory Control And Data Acquisition").

Tipicamente, un sistema SCADA è composto da:

- uno o più sensori, che effettuano misurazioni di grandezze fisiche;
- uno o più microcontrollori, che possono essere PLC o microcomputer, che, continuamente o a intervalli di tempo, effettuano misurazioni tramite i sensori a cui sono collegati, e memorizzano in una memoria locale i valori misurati;
- un sistema di telecomunicazione tra i microcontrollori e il supervisore. Può essere una rete di computer, oppure un insieme di linee seriali; può essere via cavo o via radio. I casi più tipici sono costituiti da cavi seriali digitali per brevi distanze, doppi di tipo telefonico su cui sono collegati dei modem a bassa velocità per medie distanze, ponti radio o telefoni cellulari per grandi distanze;
- un computer supervisore, che periodicamente raccoglie i dati dai microcontrollori, li elabora per estrarne informazioni utili, memorizza su disco i dati o le informazioni riassuntive, eventualmente fa scattare un allarme, permette di selezionare e di visualizzare su schermo i dati correnti e passati, eventualmente in formato grafico, ed eventualmente invia informazioni selezionate al sistema informativo aziendale.

## 4 Impianto di Generazione Fotovoltaica Orta Nova

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

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento e albedo).

### 4.1 Dati Generali dell'impianto Fotovoltaico

Il capitolo in esame è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza nominale di 57400 kW e potenza di picco di 68.474,56 kWp.

Il presente progetto è relativo alla realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica tramite conversione fotovoltaica, avente una potenza nominale di 57.400 kW e potenza di picco di 68.474,56 kWp.

Committente	
Committente:	X-ELIO Italia 7 S.r.l.
Indirizzo:	Corso Vittorio Emanuele II, n.349 00186Roma
Codice fiscale/Partita IVA:	15361461005
Telefono:	
Fax:	
E-mail:	

### 4.2 Sito di installazione

L'impianto fotovoltaico 68477,56 kWp "Orta Nova" presenta le seguenti caratteristiche: Centrale fotovoltaica di potenza nominale con potenza del campo fotovoltaico pari a 68.474,56 kWp e potenza nominale degli inverter pari a 57,4 MW connessa a 150 kV alla RTN (Rete di Trasmissione Nazionale), nel comune di Orta Nova, con potenza dei moduli fotovoltaici pari a 68.474,56 kWp.

Dati relativi alla località di installazione	
Località:	Provincia di Foggia 71042 Strada Comunale Sammichele delle Vigne
Latitudine:	041°22'28"N
Longitudine:	015°47'43"E
Altitudine:	69 m
Fonte dati climatici:	UNI 10349
Albedo:	Vedi tabella

TABELLA DI ALBEDO		
Gennaio	26 %	Erba verde
Febbraio	26 %	Erba verde
Marzo	26 %	Erba verde
Aprile	26 %	Erba verde
Maggio	20 %	Erba secca
Giugno	20 %	Erba secca
Luglio	20 %	Erba secca
Agosto	20 %	Erba secca
Settembre	26 %	Erba verde
Ottobre	26 %	Erba verde
Novembre	26 %	Erba verde
Dicembre	26 %	Erba verde

#### 4.3 DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

La quantità di energia elettrica producibile sarà calcolata sulla base dei dati radiometrici di cui alla norma UNI 10349 e utilizzando i metodi di calcolo illustrati nella norma UNI 8477-1.

Per gli impianti verranno rispettate le seguenti condizioni (*da effettuare per ciascun "generatore fotovoltaico", inteso come insieme di moduli fotovoltaici con stessa inclinazione e stesso orientamento*):

in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Non sarà ammesso il parallelo di stringhe non perfettamente identiche tra loro per esposizione, e/o marca, e/o modello, e/o numero dei moduli impiegati. Ciascun modulo, infine, sarà dotato di diodo di by-pass.

Sarà, inoltre, sempre rilevabile l'energia prodotta (cumulata) e le relative ore di funzionamento.

#### 4.4 DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico è costituito da n° 10 generatori fotovoltaici composti da n° 155624 moduli fotovoltaici e da n° 35 inverter con cessione diretta in rete dell'energia prodotta.

La potenza di picco è di 68.474,56 kWp per una produzione di 114.122.554,7 kWh annui distribuiti su una superficie di 345.485,28 m<sup>2</sup>.

Modalità di connessione alla rete Trifase in Media tensione con tensione di fornitura 30.000 V.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito dai seguenti elementi:

- Strutture per il supporto dei moduli ciascuna in grado di alloggiare 56 o 84 moduli fotovoltaici disposti in verticale su due file, in maniera tale da costituire 2 o 3stringhe da 28 moduli.

Ogni struttura sarà provvista di idonea motorizzazione atta a configurare l'inseguimento mono assiale est-ovest della radiazione solare.

- N. 155624 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino LR4-72HPH-440M da 440 Wp della LongiSolar per una potenza complessiva di picco pari a 68.474,56 kWp;
- Circa 350 quadri di campo ognuno capace di raccogliere al massimo 16/20 stringhe tipo StringBox M16 B o M20B della Ingeteam con tensione massima di sistema pari a 1500V;
- N. 10 cabine di trasformazione 30/0,63 kV, da ubicare all'interno delle proprietà secondo le disposizioni indicate negli elaborati planimetrici allegati, oltre a due cabine di smistamento, disposte una nel campo nord ed una nel campo sud;
- N. 35 inverter INGECON SUN 1640TL B630 con potenza nominale pari a 1640 kVA;
- N. 8 trasformatori in olio con potenza pari a 6.560 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV ubicati uno per ogni cabina di campo (4 inverter);
- N. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 3280 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV ubicato nella cabina 1 del campo nord (2 inverter);
- N. 1 trasformatore in olio con potenza pari a 1640 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV ubicato nella cabina 4 del campo sud (1 inverter);
- Cavidotto interrato MT (30kV) per il collegamento tra le cabine di campo e le cabine di smistamento partenze, e da queste sino alla stazione di utenza MT/AT;
- Stazione di utenza "Xelio 7" MT/AT ubicata in prossimità della stazione RTN di consegna a 150 kV "Manfredonia";
- Elettrodotto interrato di circa 500 m in AT (150 kV) di collegamento tra la stazione di utenza e la stazione RTN di consegna.
- Rete telematica di monitoraggio interna per il controllo dell'impianto mediante trasmissione dati.

Il dimensionamento di massima sarà realizzato con un modulo fotovoltaico avente dimensioni 2115x1052x35 mm, e composto da 144 celle fotovoltaiche in silicio monocristallino ad alta efficienza, connesse elettricamente tra loro per una potenza complessiva di 440Wp.

L'impianto sarà costituito da un totale di 155.624 moduli, per una e potenza totale di picco pari a 68.474,56 kWp, con conseguente produzione di 128.657.153,5 kWh annui distribuiti su una superficie di 345.485,28 m<sup>2</sup>.

I pannelli fotovoltaici previsti sopportano una tensione massima di sistema pari a 1500 V<sub>dc</sub>.

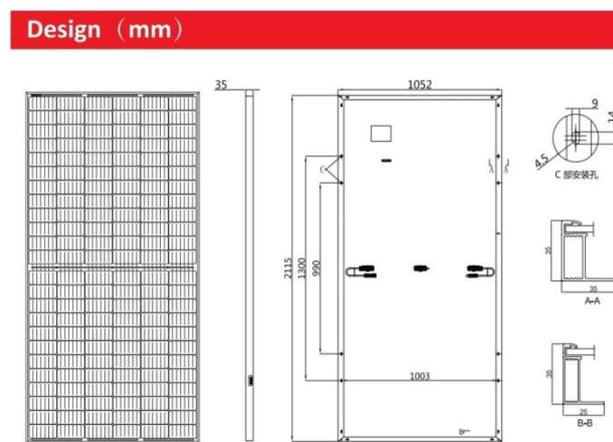


Fig. 22 – Dimensioni dei pannelli fotovoltaici

Electrical Characteristics										Test uncertainty for Pmax: ±3%	
Model Number	LR4-72HPH-420M		LR4-72HPH-425M		LR4-72HPH-430M		LR4-72HPH-435M		LR4-72HPH-440M		
Testing Condition	STC	NOCT									
Maximum Power (Pmax/W)	420	311.1	425	314.8	430	318.5	435	322.2	440	326.0	
Open Circuit Voltage (Voc/V)	48.8	45.5	49.0	45.7	49.2	45.9	49.4	46.1	49.6	46.3	
Short Circuit Current (Isc/A)	11.04	8.90	11.11	8.95	11.19	9.02	11.26	9.08	11.33	9.13	
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	40.2	37.1	40.4	37.3	40.6	37.5	40.8	37.7	41.0	37.9	
Current at Maximum Power (Imp/A)	10.45	8.38	10.52	8.44	10.60	8.50	10.67	8.56	10.74	8.61	
Module Efficiency(%)	18.9		19.1		19.3		19.6		19.8		

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25 °C, Spectra at AM1.5  
 NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20 °C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Figura 13 – Caratteristiche elettriche modulo fotovoltaico

I moduli verranno montati su dei supporti in acciaio zincato con struttura ad inseguimento solare di tipo Inseguitore ad un asse (azimutale), ottenendo così per tutti la medesima esposizione. Gli ancoraggi della struttura dovranno resistere a raffiche di vento fino alla velocità di 120 km/h.

I supporti in acciaio (tracker) saranno singolarmente motorizzati al fine di ottenere in inseguimento mono assiale, con esposizione Est-Ovest.

La distanza tra due tracker contigui sarà pari a 8 m, ed il tipo di fissaggio al terreno sarà eseguito previa battitura di pali opportunamente disposti.

Le tipologie di trackers previsti sono due, una con lunghezza pari a 45,87 m e l'altra con lunghezza pari a 31 m, rispettivamente con 84 (3 stringhe da 28) e 56 (2 stringhe da 28) moduli.



Figura 24 – Tipologia di Tracker

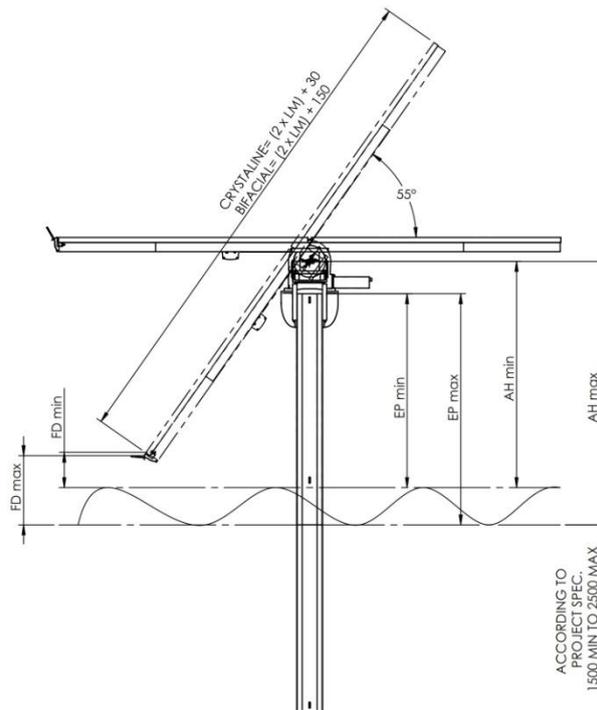


Figura 25 - Particolare di rotazione dei Tracker

I pannelli fotovoltaici andranno a costituire 5.558 stringhe (28 pannelli per stringa), le quali saranno localmente raccolte e parallelate grazie all'utilizzo di quadri di campo (String-Box).

Le string-box previste sono costituite da 16/20 ingressi, ognuno dei quali è protetto da un fusibile per ogni polo. La corrente nominale di ogni ingresso risulta pari a 12 A, mentre in uscita la corrente nominale risulta pari a 170 ÷ 215 A.



Fig. 26 – Quadro di campo per il parallelo delle stringhe

	1,000 V			1,500 V		
	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320	StringBox 160	StringBox 240	StringBox 320
<b>Input</b>						
Maximum number of input strings	16	24	32	16	24	32
Rated current per string	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A	10 A
Maximum current per string	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A	12 A
Number of protection fuses	2 x 16	2 x 24	2 x 32	2 x 16	2 x 24	2 x 32
Type of fuses	gPV fuses, 10 x 38 mm, 30 kA			gPV fuses, 10 x 85 mm, 30 kA		
Maximum DC voltage	1,000 V			1,500 V		
Inlet connections	M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders			M32 cable glands (n.4 cables entry diameter: 3.5 to 7 mm for each cable gland) with Direct connection on fuse holders		
<b>Output</b>						
Rated total current	160 A	240 A	320 A	160 A	240 A	320 A
Maximum total current <sup>(1)</sup>	192 A	288 A	384 A	192 A	288 A	360 A
Outlet connections	Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates			Up to 2 pairs of M50 cable glands (cable diameter: 27 to 35 mm) with direct connection on copper plates		
DC switch disconnect rating	200 A	315 A	400 A	315 A	315 A	400 A

Fig. 27 – Caratteristiche elettriche del quadro di campo

La conversione da corrente continua a corrente alternata sarà realizzata mediante n°35 convertitori statici trifase (inverter) con potenza nominale pari a 1640 kVA, tutti tranne uno in configurazione Dual, ovvero alloggiati a coppie nelle cabine di trasformazione (di norma 4 moduli da 1640 kVA per cabina).

Gli inverter previsti sono: DUAL INGECON SUN 1640TL B630 della Ingeteam con potenza nominale pari a 3.280 kVA (2 moduli da 1640kVA) o INGECON SUN 1640TL B630 della Ingeteam con potenza nominale pari a 1.640 kVA (1 modulo da 1640kVA, in cabina 4 campo nord).

Tutti gli inverter saranno installati in configurazione modulare, su apposite piattaforme che alloggeranno 1÷4 inverter, un trasformatore in olio in esecuzione esterna, un quadro di media tensione provvisto di sezionatori in entra- esci della linea MT ed interruttore di protezione trafo lato MT, un Quadro ausiliari BT, ecc.

Ogni modulo di conversione è dotato di proprio inseguitore di punto di massimo rendimento (MPPT) e di 15 ingressi ove far confluire le uscite di altrettanti quadri di campo (StringBox).

La tensione nominale, lato corrente alternata, degli inverter è pari a 630V con sistema di alimentazione di tipo IT.

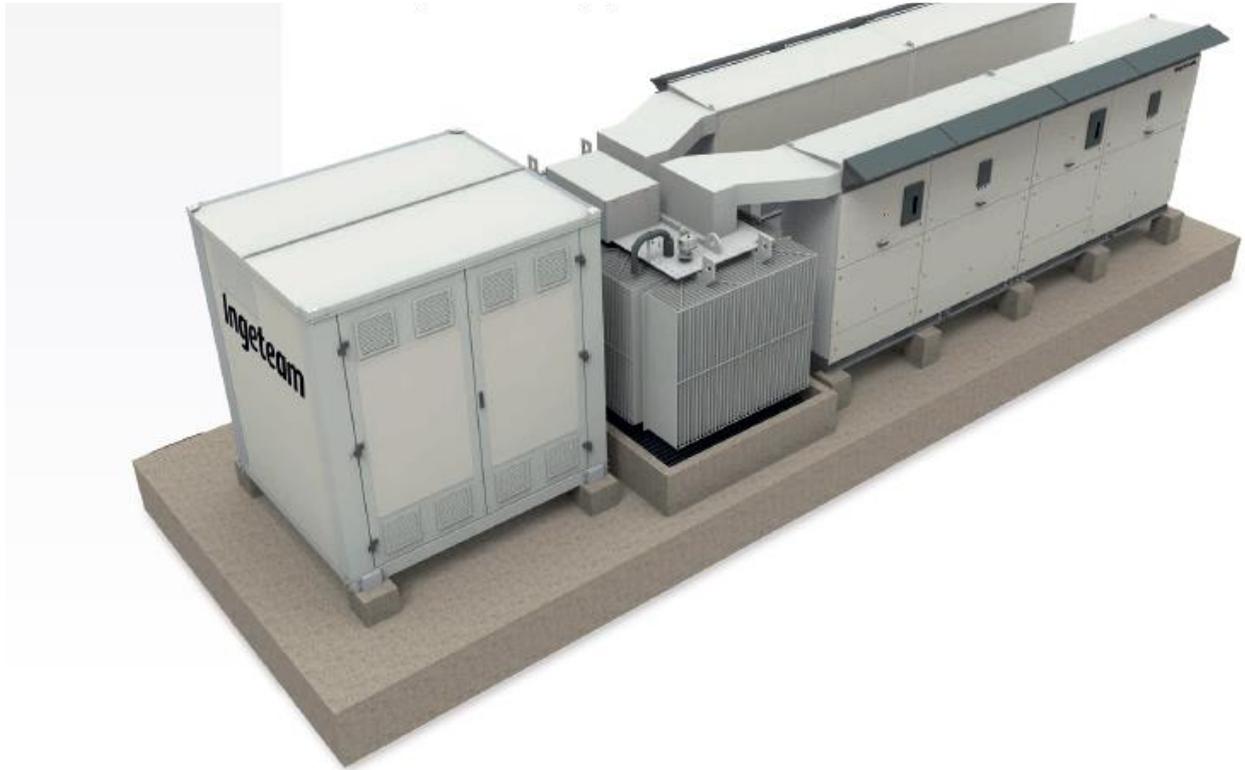


Fig. 28 – Skid con 4 inveter

**INGECON SUN** InverterStation 1,500 wdc

Medium voltage inverter station, customized up to 7.20 MVA

	SHE8 - Single Inverter	SHE8 - Dual Inverter	SHE8 - Single + Dual Inverter	SHE8 - Double Dual Inverter
Number of Inverters	1	2	2	4
Power IP54 @ 20 °C / 68 °F*	1,792 kW	2,546 kW	5,279 kW	3,122 kW
Power IP54 @ 50 °C / 122 °F**	1,612 kW	2,227 kW	4,629 kW	2,812 kW
Power IP55 @ 21 °C / 69 °F*	1,792 kW	2,546 kW	5,279 kW	3,122 kW
Power IP55 @ 50 °C / 122 °F**	1,547 kW	2,174 kW	4,761 kW	2,946 kW
Voltage class	24 - 26 kV			
Installation altitude†	Up to 4,500 m (14,765 ft)			
Operating temperature range†	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F	-20 °C to +57 °C / -4 °F to +135 °F

Note: \*Power referring to the model INGECON® SUN PowerPlus 1600TL 8000 IP65 Full Pow. \*\*During the IP65 please indicate the maximum ambient temperature, altitude and P rating order to check device property. †IMPORTANT for the altitude beyond 1,000 m, please contact Ingecon's solar sales department.

Configuration with two dual inverters

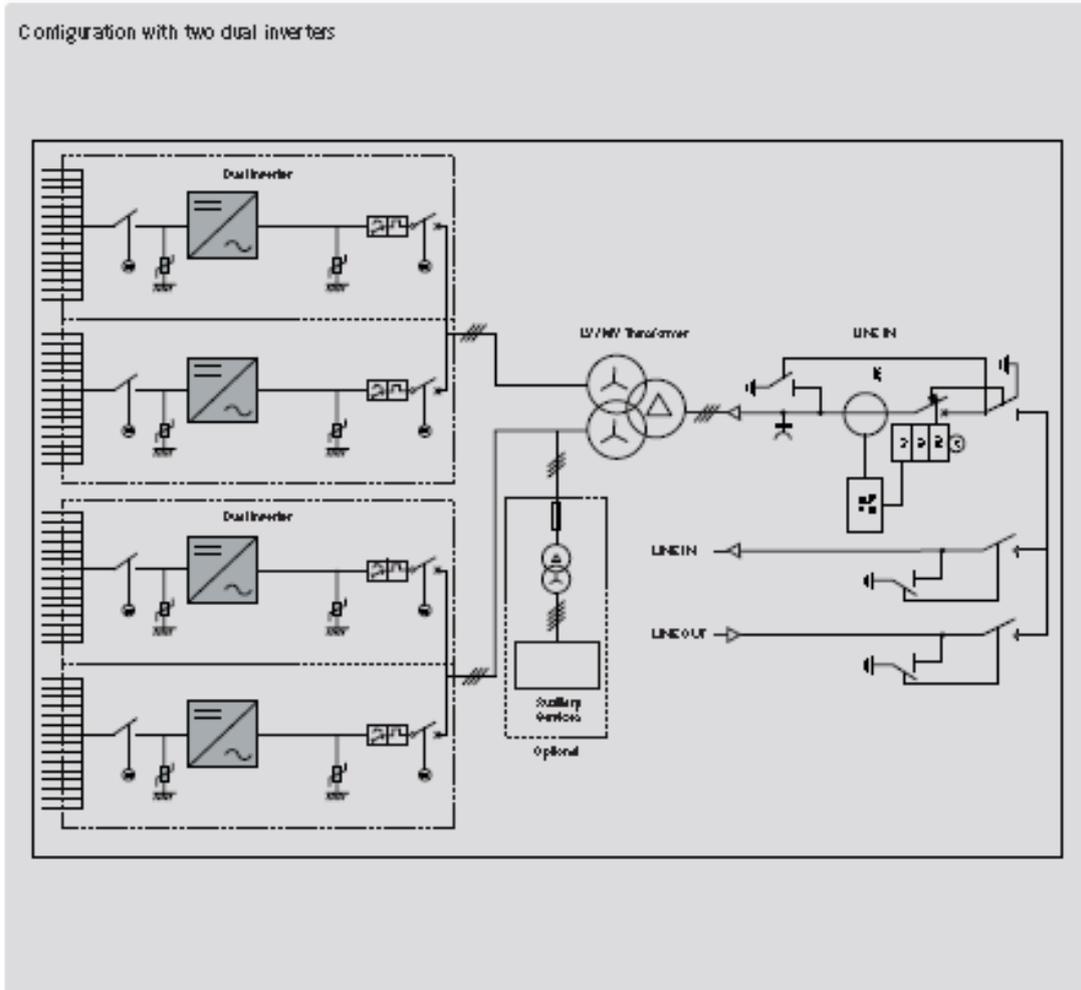


Fig. 29 – Cabina di campo con 4 moduli inverter

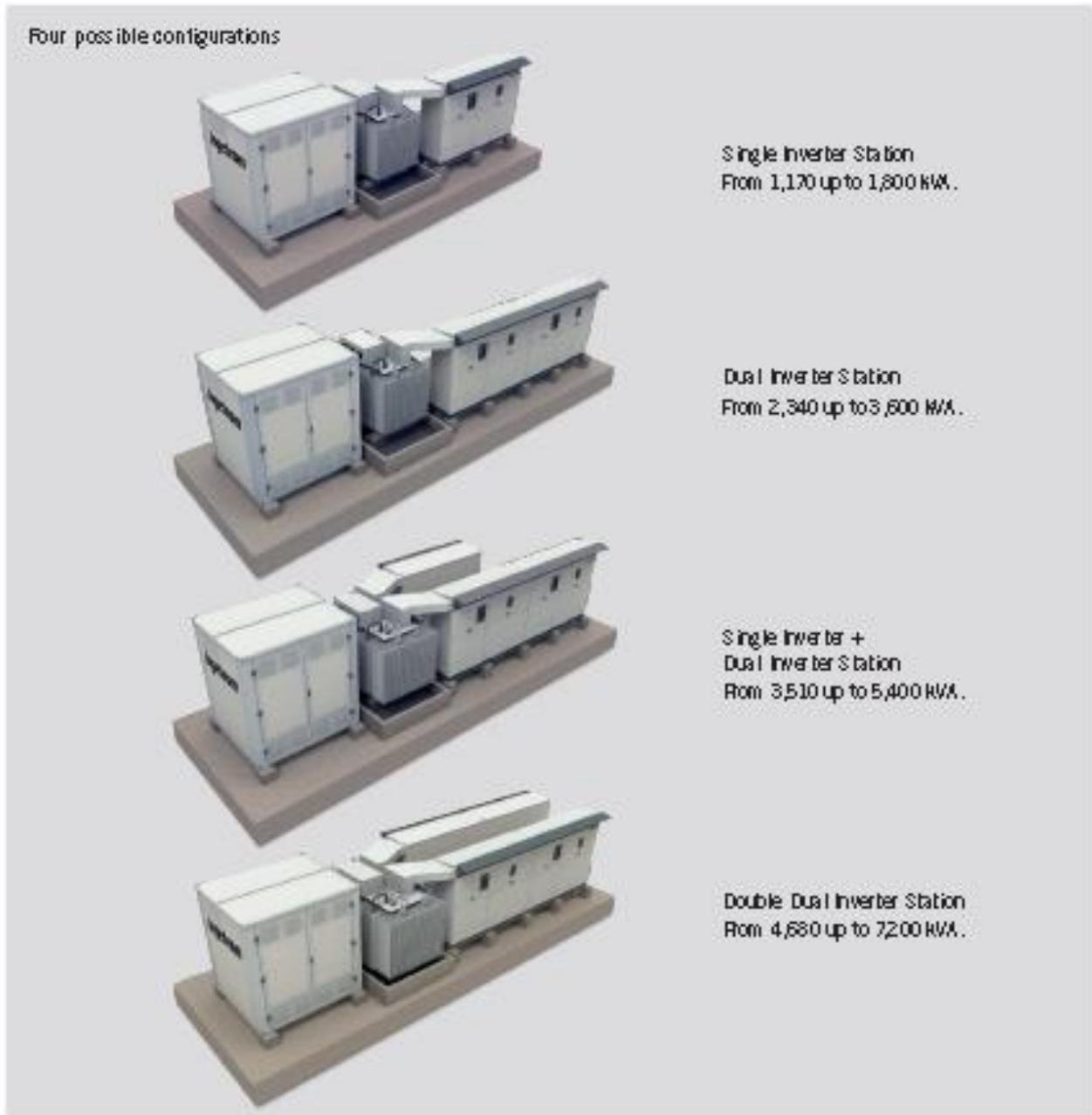


Fig. 30 – Cabina di campo con 1, 2, 3, 4 moduli inverter

Per ogni cabina di campo è prevista la presenza di un trasformatore in olio con potenza nominale pari a 6.560 kVA e rapporto di trasformazione 0,63/30 kV.

Tale trasformatore sarà dotato di un doppio primario con rapporto 630/400 V; da uno dei due primari sarà prelevata linea per alimentare trasformatore Servizi ausiliari di cabina, con S=30 kVA Dyn11, al fine di alimentare i servizi ausiliari della cabina di campo e della adiacente cabina tecnica che ospiterà gli apparati di controllo e comunicazione.

## 4.5 EMISSIONI

L'impianto riduce le emissioni inquinanti in atmosfera secondo la seguente tabella annuale:

Equivalenti di produzione termoelettrica	
Anidride solforosa (SO <sub>2</sub> ):	79.980,22 kg
Ossidi di azoto (NO <sub>x</sub> ):	100.685,77 kg
Polveri:	3.572,72 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	59.518,28 t

Equivalenti di produzione geotermica	
Idrogeno solforato (H <sub>2</sub> S) (fluido geotermico):	3.497,17 kg
Anidride carbonica (CO <sub>2</sub> ):	673,69 t
Tonnellate equivalenti di petrolio (TEP):	26.248,19 TEP

## 4.6 RADIAZIONE SOLARE

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata in base alla Norma UNI 10349, prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze di Orta Nova (FG).

**TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE SUL PIANO ORIZZONTALE**

Mese	Totale giornaliero [MJ/m <sup>2</sup> ]	Totale mensile [MJ/m <sup>2</sup> ]
Gennaio	4,72	146,32
Febbraio	7,13	199,64
Marzo	12,13	376,03
Aprile	17,82	534,6
Maggio	24	744
Giugno	24,12	723,6
Luglio	27,08	839,48
Agosto	22,82	707,42
Settembre	13,95	418,5
Ottobre	10,04	311,24
Novembre	5,03	150,9
Dicembre	3,93	121,83

**TABELLA PRODUZIONE ENERGIA**

Mese	Totale giornaliero [kWh]	Totale mensile [kWh]
Gennaio	110819,23	3435396,134
Febbraio	165274,942	4627698,367
Marzo	274593,665	8512403,623
Aprile	392789,706	11783691,185
Maggio	504836,288	15649924,935
Giugno	475761,092	14272832,764
Luglio	568955,112	17637608,462
Agosto	489647,318	15179066,871
Settembre	297560,506	8926815,175
Ottobre	240797,599	7464725,572
Novembre	117772,563	3533176,894
Dicembre	99974,667	3099214,689

#### 4.7 ESPOSIZIONI

L'impianto fotovoltaico è composto da 10 generatori distribuiti su 1 esposizioni come di seguito definite:

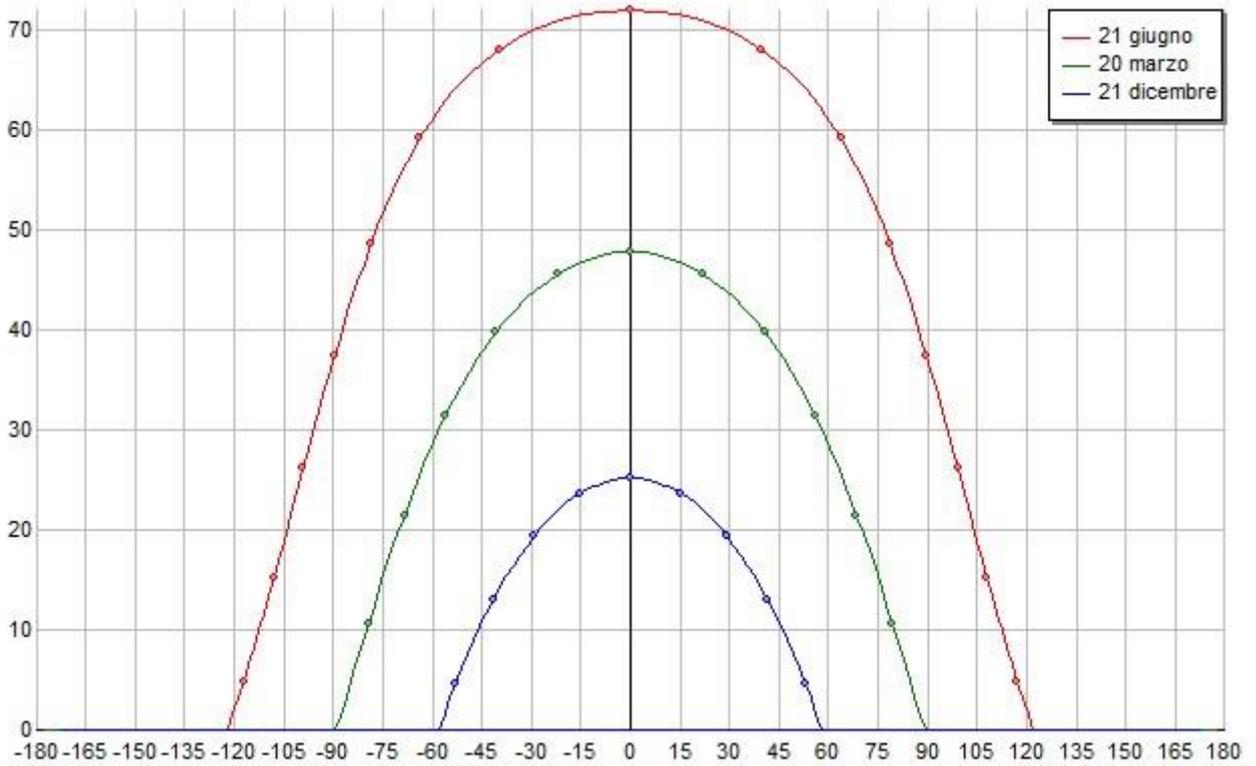
Descrizione	Tipo realizzazione	Tipo installazione	Orient.	Inclin.	Oubr.
Esposizione est / ovest	Vendita diretta	Inseguitore ad asse inclinato	0°	29°	0 %

#### Esposizione est / ovest

L'esposizione est / ovest sarà realizzata con un sistema di inseguimento ad un asse per massimizzare l'irradiazione giornaliera ed avrà un'inclinazione rispetto all'orizzontale di 29,00° (tilt).

La produzione di energia dell'esposizione Esposizione est / ovest non è condizionata da fattori di ombreggiamento che determinano una riduzione della radiazione solare; si valuta pertanto una riduzione di radiazione dello 0 %.

## DIAGRAMMA DI OMBREGGIAMENTO



## DIAGRAMMA RADIAZIONE SOLARE

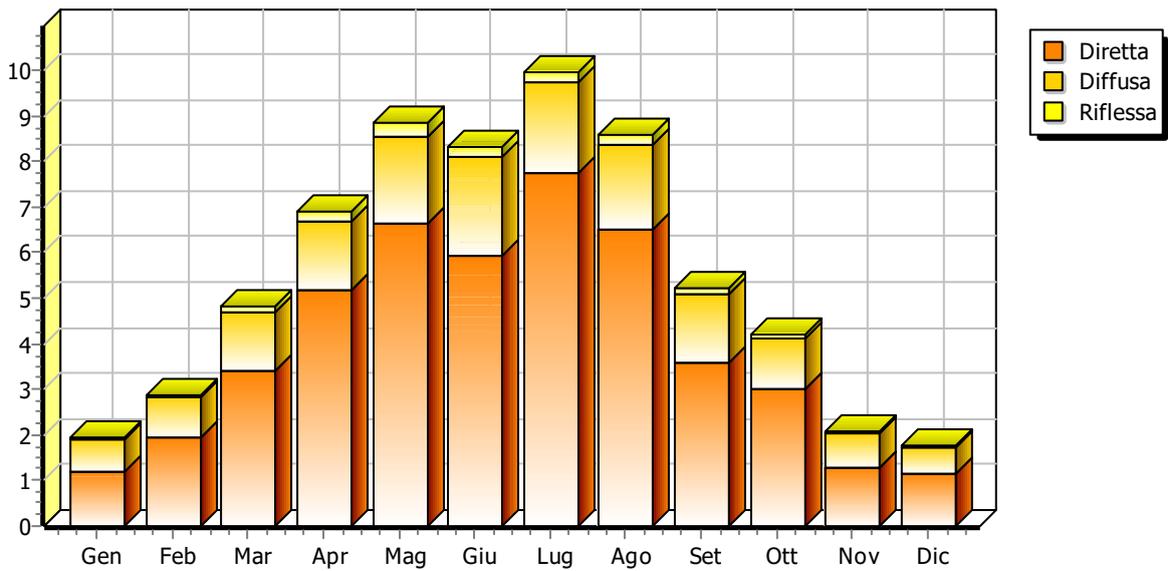


TABELLA DI RADIAZIONE SOLARE

Mese	Radiazione Diretta [kWh/m2]	Radiazione Diffusa [kWh/m2]	Radiazione Riflessa [kWh/m2]	Totale giornaliero [kWh/m2]	Totale mensile [kWh/m2]
Gennaio	1,213	0,697	0,034	1,944	60,258
Febbraio	1,942	0,903	0,054	2,899	81,171
Marzo	3,399	1,29	0,127	4,816	149,311
Aprile	5,163	1,525	0,202	6,89	206,69
Maggio	6,649	1,917	0,288	8,855	274,505
Giugno	5,938	2,178	0,229	8,345	250,35
Luglio	7,766	1,96	0,254	9,98	309,37
Agosto	6,501	1,884	0,204	8,589	266,246
Settembre	3,567	1,536	0,116	5,219	156,579
Ottobre	3,013	1,11	0,101	4,224	130,934
Novembre	1,3	0,719	0,047	2,066	61,973
Dicembre	1,163	0,555	0,036	1,754	54,361

#### 4.8 CT1-CN Cabina n. 1 Campo Nord Grigia

Il generatore è composto da n° 8960 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Vendita diretta
Numero di moduli:	8960
Numero inverter:	2
Potenza nominale:	3280 kW
Potenza di picco:	3942,4 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

##### 4.8.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale",

in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)

Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.

Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.

Conformità marchio CE.

Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).

Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.

Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 2 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

## 4.8.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ} \text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 8960 = 3942,4 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	8960	2.001,75	7.891.697,04

$$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 6570568,1 \text{ kWh dove}$$

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

## TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [%]
Gennaio	197791,8	197791,8	0,0 %
Febbraio	266438,2	266438,2	0,0 %
Marzo	490098,8	490098,8	0,0 %
Aprile	678442,1	678442,1	0,0 %
Maggio	901039,2	901039,2	0,0 %
Giugno	821753,6	821753,6	0,0 %
Luglio	1015479,4	1015479,4	0,0 %
Agosto	873929,7	873929,7	0,0 %
Settembre	513958,4	513958,4	0,0 %
Ottobre	429779,1	429779,1	0,0 %
Novembre	203421,5	203421,5	0,0 %
Dicembre	178436,3	178436,3	0,0 %
Anno	6570568,1	6570568,1	0,0 %

### 4.8.3 Cavi elettrici e cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC

Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati

Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)

Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)

Conduttore di fase: grigio / marrone

Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

**Tabella 8: dimensionamento cavi DC dai Quadri di Campo (String box) agli inverter della Cabina 1 Campo Nord**

Inverter	ro, in □'m	0,02	Modulo		Str.		Quadro di Campo		Caduta di tensione						VERIFICA PORTATA CAVI													
			Quadro di campo lunghezza cavo, in m	Numero moduli in serie della stringa Potenza modulo, in W	Imp (A)	Vmp (V)	Potenza stringa, in W	Imp (A)	Vmp (V)	Numero Stringhe	Numero stringhe max del quadro di campo	Numero stringhe per cabina	Imp (A)	Potenza Quadro di campo, in kW	Vmp (V)	Sezione cavo numero conduttori in parallelo	Δ V	Δ V%	Caduta Percentuale Media	Scostamento Percentuale dalla Caduta Media	circuiti in prossimità	Fattore di riduzione	portata sezione considerata	conduttori in parallelo	portata ridotta con il tipo di posa	verifica lb<lz		
Cabinia 1 GRIGIA Campo Nord	Inverter 1	Q01	270	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	182,6	209,60	1148	120	1	14,79	1,29%	1,024%	0,264%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q02	250	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	15	16	161,1	184,94	1148	95	1	15,26	1,33%	1,024%	0,305%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q03	230	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	15	16	161,1	184,94	1148	95	1	17,70	1,54%	1,024%	0,518%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q04	270	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	182,6	209,60	1148	120	1	14,79	1,29%	1,024%	0,264%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q05	240	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	16	16	171,8	197,27	1148	120	1	12,37	1,08%	1,024%	0,054%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q06	220	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	16	16	171,8	197,27	1148	120	1	11,34	0,99%	1,024%	-0,036%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q07	180	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	193,3	221,93	1148	120	1	10,44	0,91%	1,024%	-0,115%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q08	150	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	14	16	150,4	172,61	1148	95	1	8,55	0,74%	1,024%	-0,280%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q09	80	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	182,6	209,60	1148	120	1	4,36	0,36%	1,024%	-0,642%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q10	130	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	15	16	161,1	184,94	1148	95	1	7,94	0,69%	1,024%	-0,333%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
Totali											160																	
Cabinia 2	Inverter 2	Q11	70	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	15	16	161,1	184,94	1148	95	1	4,27	0,37%	0,739%	-0,367%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q12	90	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	182,6	209,60	1148	120	1	4,93	0,43%	0,739%	-0,309%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q13	110	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	14	16	150,4	172,61	1148	95	1	6,27	0,55%	0,739%	-0,193%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q14	130	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	193,3	221,93	1148	120	1	7,54	0,66%	0,739%	-0,082%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q15	110	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	14	16	150,4	172,61	1148	95	1	6,27	0,55%	0,739%	-0,193%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q16	150	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	193,3	221,93	1148	120	1	8,70	0,76%	0,739%	0,019%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q17	190	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	182,6	209,60	1148	120	1	10,41	0,91%	0,739%	0,168%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
		Q18	220	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	15	16	161,1	184,94	1148	95	1	13,43	1,17%	0,739%	0,431%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q19	190	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	14	16	150,4	172,61	1148	95	1	10,83	0,94%	0,739%	0,204%	4	0,7	258	1	171	VERIFICATO	
		Q20	210	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	193,3	221,93	1148	120	1	12,18	1,06%	0,739%	0,322%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
Totali											160																	
												1750,79						8,48	0,74%									

Come è possibile notare dalla tabella 8, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.

#### 4.8.4 Quadri elettrici

##### ❑ Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni circa 10 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### ❑ Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.8.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.8.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Nord Cabina n. 1 Grigia soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)

Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

## 4.9 CT2-CN Cabina n.2 Campo Nord viola

Il generatore è composto da n° 17780 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17780
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7823,2 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 4.9.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ♦ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ♦ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ♦ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ♦ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ♦ Conformità marchio CE.
- ♦ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ♦ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ♦ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ♦ Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	157
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4396

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	158
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4424

## 4.9.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17780 = 7823,2 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17780	2.001,75	15.660.086,32

$$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 13038471,1 \text{ kWh, dove}$$

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	392493,1	392493,1	0,0 %
Febbraio	528713,3	528713,3	0,0 %
Marzo	972539,8	972539,8	0,0 %
Aprile	1346283,5	1346283,5	0,0 %
Maggio	1787999,7	1787999,7	0,0 %
Giugno	1630667,3	1630667,3	0,0 %
Luglio	2015092,0	2015092,0	0,0 %
Agosto	1734204,3	1734204,3	0,0 %
Settembre	1019886,2	1019886,2	0,0 %
Ottobre	852842,9	852842,9	0,0 %
Novembre	403664,5	403664,5	0,0 %
Dicembre	354084,4	354084,4	0,0 %
Anno	13038471,1	13038471,1	0,0 %

#### 4.9.3 Cavi elettrici e cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- ♦ Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- ♦ Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati
- ♦ Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- ♦ Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- ♦ Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- ♦ Conduttore di fase: grigio / marrone
- ♦ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con “+” e del negativo con “-”

Come è possibile notare dalla tabella 9, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.



#### 4.9.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.9.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);

- ♦ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ♦ messa a terra di masse e scaricatori;
- ♦ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Nord Cabina n.2 viola soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

- ♦ Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)
- ♦ Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)
- ♦ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- ♦ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

- ♦ Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

- ♦ Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 2]

#### 4.10 CT3-CN Cabina n. 3 Campo Nord verde

Il generatore è composto da n° 17220 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17220
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7576,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

##### 4.10.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- ♦ Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- ♦ Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- ♦ Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- ♦ Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- ♦ Conformità marchio CE.
- ♦ Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- ♦ Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- ♦ Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- ♦ Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	156
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4368

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	155
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4340

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	155
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4340

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	149
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4172

#### 4.10.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17220 = 7576,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17220	2.001,75	15.166.855,25

$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 12627810,6 \text{ kWh}$ , dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	380131,1	380131,1	0,0 %
Febbraio	512060,9	512060,9	0,0 %
Marzo	941908,6	941908,6	0,0 %
Aprile	1303880,9	1303880,9	0,0 %
Maggio	1731684,7	1731684,7	0,0 %
Giugno	1579307,7	1579307,7	0,0 %
Luglio	1951624,5	1951624,5	0,0 %
Agosto	1679583,7	1679583,7	0,0 %
Settembre	987763,8	987763,8	0,0 %
Ottobre	825981,7	825981,7	0,0 %
Novembre	390950,7	390950,7	0,0 %
Dicembre	342932,2	342932,2	0,0 %
Anno	12627810,6	12627810,6	0,0 %

#### 4.10.3 Cavi elettrici e cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- ♦ Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- ♦ Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati
- ♦ Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- ♦ Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- ♦ Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- ♦ Conduttore di fase: grigio / marrone
- ♦ Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

Come è possibile notare dalle prescrizioni sopra esposte, le sezioni dei conduttori degli impianti fotovoltaici sono sicuramente sovradimensionate per le correnti e le limitate distanze in gioco.

Con tali sezioni la caduta di potenziale viene contenuta entro il 2% del valore misurato da qualsiasi modulo posato al gruppo di conversione.

Come è possibile notare dalla tabella 10, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.



corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.10.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Nord cabina n.3 verde soddisfa le seguenti condizioni:

##### Limiti in tensione

- ♦ Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp\ min.}$  (911,0 V)
- ♦ Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp\ max.}$  (1300,0 V)
- ♦ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- ♦ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

##### Limiti in corrente

- ♦ Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1767,5 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

##### Limiti in potenza

- ♦ Dimensionamento in potenza (115,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

## 4.11 CT1-CS Cabina 1 Campo sud gialla

Il generatore è composto da n° 17920 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17920
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7884,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 4.11.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)

Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.

Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.

Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.

Conformità marchio CE.

Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).

Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.

Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

#### 4.11.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17920 = 7884,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17920	2.001,75	15.783.394,09

$$E = E_n * (1-Disp) = 13141136,2 \text{ kWh}$$

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	395583,6	395583,6	0,0 %
Febbraio	532876,4	532876,4	0,0 %
Marzo	980197,6	980197,6	0,0 %
Aprile	1356884,2	1356884,2	0,0 %
Maggio	1802078,4	1802078,4	0,0 %
Giugno	1643507,2	1643507,2	0,0 %
Luglio	2030958,9	2030958,9	0,0 %
Agosto	1747859,4	1747859,4	0,0 %
Settembre	1027916,8	1027916,8	0,0 %
Ottobre	859558,2	859558,2	0,0 %
Novembre	406843,0	406843,0	0,0 %
Dicembre	356872,5	356872,5	0,0 %
Anno	13141136,2	13141136,2	0,0 %



Come è possibile notare dalla tabella 11, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.

#### 4.11.4 Quadri elettrici

##### Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare un quadro a monte di ogni convertitore per il collegamento in parallelo delle stringhe, il sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore.

##### Quadro di parallelo lato corrente alternata

Si prevede di installare un quadro di parallelo in alternata all'interno di in una cassetta posta a valle dei convertitori statici per la misurazione, il collegamento e il controllo delle grandezze in uscita dagli inverter. All'interno di tale quadro, sarà inserito il sistema di interfaccia alla rete e il contatore in uscita della Società distributrice dell'energia elettrica TERNA.

#### 4.11.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.11.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n.1 gialla soddisfa le seguenti condizioni:

## Limiti in tensione

- Tensione minima  $V_n$  a  $70,00\text{ }^\circ\text{C}$  (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp\text{ min.}}$  (911,0 V)
- Tensione massima  $V_n$  a  $-2,00\text{ }^\circ\text{C}$  (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp\text{ max.}}$  (1300,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a  $-2,00\text{ }^\circ\text{C}$  (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a  $-2,00\text{ }^\circ\text{C}$  (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

## Limiti in corrente

- Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

## Limiti in potenza

- Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

## 4.12 CT2-CS Cabina 2 Campo Sud Arancio

Il generatore è composto da n° 17920 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17920
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7884,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 4.12.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre

i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac

Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

## 4.12.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17920 = 7884,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17920	2.001,75	15.783.394,09

$$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 13141136,2 \text{ kWh, dove}$$

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	395583,6	395583,6	0,0 %
Febbraio	532876,4	532876,4	0,0 %
Marzo	980197,6	980197,6	0,0 %
Aprile	1356884,2	1356884,2	0,0 %
Maggio	1802078,4	1802078,4	0,0 %
Giugno	1643507,2	1643507,2	0,0 %
Luglio	2030958,9	2030958,9	0,0 %
Agosto	1747859,4	1747859,4	0,0 %
Settembre	1027916,8	1027916,8	0,0 %
Ottobre	859558,2	859558,2	0,0 %
Novembre	406843,0	406843,0	0,0 %
Dicembre	356872,5	356872,5	0,0 %
Anno	13141136,2	13141136,2	0,0 %



#### 4.12.4 Quadri elettrici

**Quadro di campo lato corrente continua**

Si prevede di installare un quadro a monte di ogni convertitore per il collegamento in parallelo delle stringhe, il sezionamento, la misurazione e il controllo dei dati in uscita dal generatore.

**Quadro di parallelo lato corrente alternata**

Si prevede di installare un quadro di parallelo in alternata all'interno di in una cassetta posta a valle dei convertitori statici per la misurazione, il collegamento e il controllo delle grandezze in uscita dagli inverter. All'interno di tale quadro, sarà inserito il sistema di interfaccia alla rete e il contatore in uscita della Società distributrice dell'energia elettrica TERNA.

#### 4.12.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Deve essere prevista la separazione galvanica tra la parte in corrente continua dell'impianto e la rete; tale separazione può essere sostituita da una protezione sensibile alla corrente continua se la potenza complessiva di produzione non supera i 20 kW.

Soluzioni tecniche diverse da quelle sopra suggerite, sono adottabili, purché nel rispetto delle norme vigenti e della buona regola dell'arte.

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.12.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n. 2 arancio soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

- Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)
- Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

- Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

- Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

## 4.13 Campo Sud cabina n.3 Viola

Il generatore è composto da n° 17920 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17920
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7884,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 4.13.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

#### 4.13.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17920 = 7884,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17920	2.001,75	15.783.394,09

$E = E_n * (1-Disp) = 13141136,2 \text{ kWh}$ ,

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

#### TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	395583,6	395583,6	0,0 %
Febbraio	532876,4	532876,4	0,0 %
Marzo	980197,6	980197,6	0,0 %
Aprile	1356884,2	1356884,2	0,0 %
Maggio	1802078,4	1802078,4	0,0 %
Giugno	1643507,2	1643507,2	0,0 %
Luglio	2030958,9	2030958,9	0,0 %
Agosto	1747859,4	1747859,4	0,0 %
Settembre	1027916,8	1027916,8	0,0 %
Ottobre	859558,2	859558,2	0,0 %
Novembre	406843,0	406843,0	0,0 %
Dicembre	356872,5	356872,5	0,0 %
Anno	13141136,2	13141136,2	0,0 %

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici



#### 4.13.4 Quadri elettrici

##### ❑ **Quadro di campo lato corrente continua**

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni 3-6 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### ❑ **Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione**

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.13.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.13.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud Cabina n.3 viola soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

- ❑ Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp \text{ min.}}$  (911,0 V)
- ❑ Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp \text{ max.}}$  (1300,0 V)
- ❑ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- ❑ Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

- ❑ Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

- ❑ Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

#### 4.14 Campo Sud cabina n.4 grigia

Il generatore è composto da n° 4480 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	4480
Numero inverter:	1
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza di picco:	1971,2 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

##### 4.14.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.

Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 1 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

#### 4.14.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 4480 = 1971,2 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	4480	2.001,75	3.945.848,52

$$E = E_n * (1 - \text{Disp}) = 3285284 \text{ kWh}$$

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	98895,9	98895,9	0,0 %
Febbraio	133219,1	133219,1	0,0 %
Marzo	245049,4	245049,4	0,0 %
Aprile	339221,0	339221,0	0,0 %
Maggio	450519,6	450519,6	0,0 %
Giugno	410876,8	410876,8	0,0 %
Luglio	507739,7	507739,7	0,0 %
Agosto	436964,9	436964,9	0,0 %
Settembre	256979,2	256979,2	0,0 %
Ottobre	214889,5	214889,5	0,0 %
Novembre	101710,7	101710,7	0,0 %
Dicembre	89218,1	89218,1	0,0 %
Anno	3285284,0	3285284,0	0,0 %

#### 4.14.3 Cavi elettrici e cablaggi

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
- Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati
- Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
- Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
- Conduttore di fase: grigio / marrone
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

Come è possibile notare dalla tabella 10, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.

**Tabella 16: dimensionamento cavi DC dai Quadri di Campo (String box) agli inverter della Cabina 4 Campo Sud**

Inverter	ro. in m	0,02	Modulo		Str.			Quadro di Campo		Caduta di tensione							VERIFICA PORTATA CAVI											
			lunghezza cavo. in m	Numero moduli in serie della stringa	Potenza modulo. in W	Imp (A)	Vmp (V)	Potenza stringa. in W	Imp (A)	Vmp (V)	Numero Stringhe	Numero stringhe max del quadro di campo	Numero stringhe per cabina	Imp (A)	Potenza Quadro di campo. in kW	Vmp (V)	Sezione cavo numero conduttori in parallelo	ΔV	ΔV%	Caduta Percentuale Media	Scostamento Percentuale dalla Caduta Media	circuiti in prossimità	Fattore di riduzione	portata sezione considerata conduttori in parallelo	portata ridotta con il tipo di posa	verifica lb<lz		
Cabina 4 Grigia Campo 4 Inverter 1	Q01	180	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	160	182,6	209,60	1148	120	1	9,86	0,86%	0,763%	0,090%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q02	140	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	8,12	0,71%	0,763%	-0,061%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q03	100	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	5,80	0,51%	0,763%	-0,263%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q04	100	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	5,80	0,51%	0,763%	-0,263%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q05	140	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	8,12	0,71%	0,763%	-0,061%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q06	140	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	17	20	160	182,6	209,60	1148	120	1	7,67	0,67%	0,763%	-0,101%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q07	100	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	5,80	0,51%	0,763%	-0,263%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q08	60	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	3,48	0,30%	0,763%	-0,466%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Q09	200	28	440	10,7	41	12330	10,74	1148	18	20	160	193,3	221,93	1148	120	1	11,60	1,01%	0,763%	0,242%	4	0,7	298	1	198	VERIFICATO	
	Totale											160		1972,72					7,36	0,77%								

#### 4.14.4 Quadri elettrici

##### ❑ Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni 3-6 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### ❑ Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.14.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.14.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale

dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n.4 grigia soddisfa le seguenti condizioni:

#### Limiti in tensione

- Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)
- Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

#### Limiti in corrente

- Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

#### Limiti in potenza

- Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0%

#### 4.15 Campo Sud cabina n.5 Rossa

Il generatore è composto da n° 17920 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17920
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7884,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

##### 4.15.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso

l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

#### 4.15.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17920 = 7884,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17920	2.001,75	15.783.394,09

**$E = E_n * (1 - Disp) = 13141136,2 \text{ kWh}$**

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

#### TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	395583,6	395583,6	0,0 %
Febbraio	532876,4	532876,4	0,0 %
Marzo	980197,6	980197,6	0,0 %
Aprile	1356884,2	1356884,2	0,0 %
Maggio	1802078,4	1802078,4	0,0 %
Giugno	1643507,2	1643507,2	0,0 %
Luglio	2030958,9	2030958,9	0,0 %
Agosto	1747859,4	1747859,4	0,0 %
Settembre	1027916,8	1027916,8	0,0 %
Ottobre	859558,2	859558,2	0,0 %
Novembre	406843,0	406843,0	0,0 %
Dicembre	356872,5	356872,5	0,0 %
Anno	13141136,2	13141136,2	0,0 %



#### 4.15.4 Quadri elettrici

##### Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni 3-6 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.15.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.15.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- messa a terra di masse e scaricatori;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n.5 rossa soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

- Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)
- Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)
- Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

- Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

- Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

## 4.16 Campo Sud cabina n.6 blu

Il generatore è composto da n° 17920 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17920
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7884,8 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

### 4.16.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre

i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

#### 4.16.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17920 = 7884,8 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17920	2.001,75	15.783.394,09

$$E = E_n * (1-Disp) = 13141136,2 \text{ kWh}$$

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	395583,6	395583,6	0,0 %
Febbraio	532876,4	532876,4	0,0 %
Marzo	980197,6	980197,6	0,0 %
Aprile	1356884,2	1356884,2	0,0 %
Maggio	1802078,4	1802078,4	0,0 %
Giugno	1643507,2	1643507,2	0,0 %
Luglio	2030958,9	2030958,9	0,0 %
Agosto	1747859,4	1747859,4	0,0 %
Settembre	1027916,8	1027916,8	0,0 %
Ottobre	859558,2	859558,2	0,0 %
Novembre	406843,0	406843,0	0,0 %
Dicembre	356872,5	356872,5	0,0 %
Anno	13141136,2	13141136,2	0,0 %

4.16.3 Cavi elettrici e cabling

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC
Tipo FG21 se in esterno o FG16 se in cavidotti su percorsi interrati
Tipo FS17 se all'interno di cavidotti di edifici

Inoltre i cavi saranno a norma CEI 20-13, CEI20-22II e CEI 20-37 I, marchiatura I.M.Q., colorazione delle anime secondo norme UNEL.

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde (obbligatorio)
Conduttore di neutro: blu chiaro (obbligatorio)
Conduttore di fase: grigio / marrone
Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-"

Come è possibile notare dalla tabella 10, le sezioni dei cavi previste dalle string box agli inverter mantengono la caduta di tensione in DC entro il 2% del valore di tensione nominale in tutte le tratte.

Tabella 18: dimensionamento cavi DC dai Quadri di Campo (String box) agli inverter della Cabina 6 Campo Sud

Table with columns for Inverter, cable length, number of modules, power, current, voltage, and various voltage drop metrics. It includes data for Inverter 1, 2, 3, and 4 across different field cabinets.

#### 4.156.4 Quadri elettrici

##### ❑ Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni 3-6 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### ❑ Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.16.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.16.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n.6 blu soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)

Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

#### 4.17 Campo Sud cabina n 7 verde

Il generatore è composto da n° 17584 moduli del tipo Silicio monocristallino con una vita utile stimata di oltre 20 anni e degradazione della produzione dovuta ad invecchiamento del 0,8 % annuo.

Caratteristiche del generatore fotovoltaico	
Tipo di realizzazione:	Incentivo 1
Numero di moduli:	17584
Numero inverter:	4
Potenza nominale:	6560 kW
Potenza di picco:	7736,96 kWp
Performance ratio:	83,3 %

Dati costruttivi dei moduli	
Costruttore:	Longi Solar
Serie / Sigla:	LR4-72HPH LR4-72HPH-440M
Tecnologia costruttiva:	Silicio monocristallino
Caratteristiche elettriche	
Potenza massima:	440 Wp
Rendimento:	19,8 %
Tensione nominale:	41 V
Tensione a vuoto:	49,6 V
Corrente nominale:	10,7 A
Corrente di corto circuito:	11,3 A
Dimensioni	
Dimensioni:	1052 mm x 2115 mm
Peso:	24 kg

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

La linea elettrica proveniente dai moduli fotovoltaici è messa a terra mediante appositi scaricatori di sovratensione con indicazione ottica di fuori servizio, al fine di garantire la protezione dalle scariche di origine atmosferica.

##### 4.17.1 GRUPPO DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione è composto dai convertitori statici (Inverter).

Il convertitore c.c./c.a. utilizzato è idoneo al trasferimento della potenza dal campo fotovoltaico alla rete del distributore, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso di questa apparecchiatura sono compatibili con quelli del rispettivo campo fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 0-21 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato cc da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 0-21 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione in prossimità del campo fotovoltaico (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima  $\geq 90\%$  al 70% della potenza nominale.

Il gruppo di conversione è composto da 4 inverter.

Dati costruttivi degli inverter	
Costruttore:	INGETEAM
Serie / Sigla:	Ingecon Sun POWERMAX 1640TL B630 Outdoor
Inseguitori:	1
Ingressi per inseguitore:	15
Caratteristiche elettriche	
Potenza nominale:	1640 kW
Potenza massima:	1662 kW
Potenza massima per inseguitore:	1662 kW
Tensione nominale:	1300 V
Tensione massima:	1500 V
Tensione minima per inseguitore:	911 V
Tensione massima per inseguitore:	1300 V
Tensione nominale di uscita:	630 Vac
Corrente nominale:	1850 A
Corrente massima:	1850 A
Corrente massima per inseguitore:	1850 A
Rendimento:	0,99

Inverter 1	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 2	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 3	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	160
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4480

Inverter 4	MPPT 1
Moduli in serie:	28
Stringhe in parallelo:	148
Esposizioni:	Esposizione est / ovest
Tensione di MPP (STC):	1.148 V
Numero di moduli:	4144

#### 4.17.2 DIMENSIONAMENTO

La potenza di picco del generatore è data da:

$$P = P_{\text{modulo}} * N^{\circ}\text{moduli} = 440 \text{ Wp} * 17584 = 7736,96 \text{ kWp}$$

L'energia totale prodotta dall'impianto alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura) si calcola come:

Esposizione	N° moduli	Radiazione solare [kWh/m <sup>2</sup> ]	Energia [kWh]
Esposizione est / ovest	17584	2.001,75	15.487.455,45

**E = En \* (1-Disp) = 12894739,9 kWh**

dove

Disp = Perdite di potenza ottenuta da

Perdite per ombreggiamento:	0,0 %
Perdite per aumento di temperatura:	4,9 %
Perdite di mismatching:	5,0 %
Perdite in corrente continua:	1,5 %
Altre perdite (sporcizia, tolleranze...):	5,0 %
Perdite per conversione:	1,5 %
<b>Perdite totali:</b>	<b>16,7 %</b>

TABELLA PERDITE PER OMBREGGIAMENTO

Mese	Senza ostacoli [kWh]	Produzione reale [kWh]	Perdita [kWh]
Gennaio	388166,4	388166,4	0,0 %
Febbraio	522885,0	522885,0	0,0 %
Marzo	961818,9	961818,9	0,0 %
Aprile	1331442,6	1331442,6	0,0 %
Maggio	1768289,5	1768289,5	0,0 %
Giugno	1612691,4	1612691,4	0,0 %
Luglio	1992878,4	1992878,4	0,0 %
Agosto	1715087,1	1715087,1	0,0 %
Settembre	1008643,4	1008643,4	0,0 %
Ottobre	843441,5	843441,5	0,0 %
Novembre	399214,7	399214,7	0,0 %
Dicembre	350181,1	350181,1	0,0 %
Anno	12894739,9	12894739,9	0,0 %



#### 4.17.4 Quadri elettrici

##### ❑ Quadro di campo lato corrente continua

Si prevede di installare quadri di campo sui tracker fotovoltaici. Ogni inverter sarà in grado di raccogliere un massimo di 160 stringhe. Pertanto saranno utilizzati quadri di campo a 16, 24 o 32 stringhe in misura tale che ciascun inverter possa ricevere un numero massimo di 160 stringhe di 28 moduli da 440 W. Da ogni quadro di campo, disposto ogni 3-6 tracker, sarà installato un cavo di collegamento all'inverter fotovoltaico di riferimento. I quadri di campo saranno provvisti di singoli sezionatori per la protezione da guasti dei moduli fotovoltaici, saranno dotati di sensori (amperometri, voltmetri) per la misura dei parametri di produzione e di converter per il monitoraggio, mediante cavi in fibra ottica, dei dati di produzione.

##### ❑ Quadro servizi ausiliari cabina trasformazione

Ogni cabina di trasformazione sarà dotata di quadro elettrico a 400/230 V per l'alimentazione elettrica dei servizi ausiliari, quali motori dei tracker, alimentazione impianto di videosorveglianza locale, pompa pozzo, ecc.

#### 4.17.5 SEPARAZIONE GALVANICA E MESSA A TERRA

Il campo fotovoltaico sarà gestito come sistema IT, ovvero con nessun polo connesso a terra. Le stringhe saranno, costituite dalla serie di singoli moduli fotovoltaici e singolarmente sezionabili, provviste di diodo di blocco e di protezioni contro le sovratensioni.

Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa è ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la parte interessata dovrà essere opportunamente protetta.

La struttura di sostegno verrà regolarmente collegata all'impianto di terra esistente.

#### 4.17.6 VERIFICHE

Al termine dei lavori l'installatore dell'impianto effettuerà le seguenti verifiche tecnico-funzionali:

- ❑ corretto funzionamento dell'impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dal gruppo di conversione (accensione, spegnimento, mancanza rete, ecc.);
- ❑ continuità elettrica e connessioni tra moduli;
- ❑ messa a terra di masse e scaricatori;
- ❑ isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

L'impianto deve essere realizzato con componenti che in fase di avvio dell'impianto fotovoltaico, il rapporto fra l'energia o la potenza prodotta in corrente alternata e l'energia o la potenza producibile in corrente alternata (determinata in funzione dell'irraggiamento solare incidente sul piano dei moduli, della potenza nominale dell'impianto e della temperatura di funzionamento dei moduli) sia almeno superiore a 0,78 nel caso di utilizzo di inverter di potenza fino a 20 kW e 0,8 nel caso di utilizzo di inverter di potenza superiore, nel rispetto delle condizioni di misura e dei metodi di calcolo descritti nella medesima Guida CEI 82-25.

Il generatore Campo Sud cabina n.7 verde soddisfa le seguenti condizioni:

Limiti in tensione

Tensione minima  $V_n$  a 70,00 °C (969,3 V) maggiore di  $V_{mpp}$  min. (911,0 V)

Tensione massima  $V_n$  a -2,00 °C (1255,2 V) inferiore a  $V_{mpp}$  max. (1300,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. dell'inverter (1500,0 V)

Tensione a vuoto  $V_o$  a -2,00 °C (1496,0 V) inferiore alla tensione max. di isolamento (1500,0 V)

Limiti in corrente

Corrente massima di ingresso riferita a  $I_{sc}$  (1812,8 A) inferiore alla corrente massima inverter (1850,0 A)

Limiti in potenza

Dimensionamento in potenza (118,6%) compreso tra 80,0% e il 120,0% [INV. 1]

#### 4.18 PLANIMETRIA DELL'IMPIANTO

Per la descrizione dettagliata delle apparecchiature in campo si rimanda alle planimetrie allegate.

#### 4.19 SCHEMA UNIFILARE DELL'IMPIANTO

Gli schemi unifilari della intera rete elettrica sono allegati al progetto in esame.

#### 4.20 RIFERIMENTI NORMATIVI

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici sono:

##### 1) Moduli fotovoltaici

CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici 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 62108 (CEI 82-30): Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo;  
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 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;  
CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;  
CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;  
CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

##### 2) Altri componenti degli impianti fotovoltaici

CEI EN 62093 (CEI 82-24): Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) – Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali;  
CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici;  
CEI EN 50530 (CEI 82-35) Rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica;  
EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;

##### 3) Progettazione fotovoltaica

CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;  
CEI 0-2: Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;  
UNI 10349-1:2016: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;

##### 4) Impianti elettrici e fotovoltaici

CEI EN 61724 (CEI 82-15): Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;  
EN 62446 (CEI 82-38) Grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection;  
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 EN 60445 (CEI 16-2): Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione -

Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;

CEI EN 60529 (CEI 70-1): Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso  $\leq 16$  A per fase);

CEI 13-4: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica;

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2);

CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3);

CEI 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 50470-3 (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 62305 (CEI 81-10): Protezione contro i fulmini, serie;

CEI 81-3: Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;

CEI EN 60099-1 (CEI 37-1): Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata;

CEI EN 60439 (CEI 17-13): Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT), serie;

CEI 20-19: Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 20-20: Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;

CEI 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.

## **5) Connessione degli impianti fotovoltaici alla rete 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 0-21: Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica;

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione;

Per la connessione degli impianti fotovoltaici alla rete elettrica si applica quanto prescritto nella deliberazione n. 99/08 (Testi integrato delle connessioni attive) dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e successive modificazioni. Si applicano inoltre, per quanto compatibili con le norme sopra citate, i documenti tecnici emanati dai gestori di rete.

## 4.21 CONCLUSIONI

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- progetto esecutivo in versione "come costruito", corredato di schede tecniche dei materiali installati;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/2008;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino, e alla CEI EN 61646 per moduli a film sottile;
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità del convertitore c.c./c.a. alle norme vigenti;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE.