



<b>Committente:</b> <b>PV Helios S.R.L.</b> Via Roma, 44 94019 Valguarnera Caropepe (EN) P.Iva.: 01290230869	<b>Comune</b> Butera (CL)
	<b>Indirizzo</b> C.da Pozzillo

**PROGETTO DI UN IMPIANTO A TERRA ECO-AGRO-FOTOVOLTAICO DI 113,59 MW<sub>p</sub> INTEGRATO DA UN SISTEMA DI ACCUMULO DA 3 MW, COMPRENSIVO DELLE OPERE DI RETE, DA REALIZZARSI IN TERRITORIO DEL COMUNE DI BUTERA (CL) 93011 IN CONTRADA POZZILLO, SUI TERRENI AGRICOLI IDENTIFICATI SUI FOGLI 171, 173, 174, 175, 176, 200, 203, 204.**

<b>PROGETTAZIONE</b> AMBIENS SRL SOCIO UNICO SOCIETA' D'INGEGNERIA VIA ROMA 44, 94019 VALGUARNERA CAROPEPE (EN), ITALY TEL-FAX: 0935/958856 CELL. 0039 333 6903787 P.IVA: 01108850866	<b>TIMBRI</b> 
--	--

<b>Relazione tecnica di dimensionamento del generatore fotovoltaico</b>	<b>Elaborato: R10</b>
Rev. Ambiens Finale	23.10.2021

## INDICE

<b>1</b>	<b>PREMESSE .....</b>	<b>3</b>
<b>2</b>	<b>REQUISITI DI RISPONDEZA A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI TECNICI .....</b>	<b>3</b>
<b>3</b>	<b>DEFINIZIONI.....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>DESCRIZIONE DEL PROGETTO .....</b>	<b>4</b>
4.1	CARATTERISTICHE GENERALI .....	4
4.2	SITO DI INSTALLAZIONE E RIFERIMENTI CARTOGRAFICI .....	5
<b>5</b>	<b>CARATTERISTICHE E DATI GENERALI DELL'IMPIANTO .....</b>	<b>7</b>
5.1	CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO.....	7
5.2	DATI DI PROGETTO .....	10
<b>6</b>	<b>CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE.....</b>	<b>17</b>
<b>7</b>	<b>PRINCIPALI COMPONENTI ELETTRICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO .....</b>	<b>17</b>
7.1	MODULI FOTOVOLTAICI .....	17
7.2	INVERTER.....	19
7.3	COMBINER BOX .....	21
7.4	SMART TRANSFORMER STATION STS .....	21
<b>8</b>	<b>DIMENSIONAMENTO E VERIFICA IMPIANTI BT .....</b>	<b>24</b>
8.1	TIPOLOGIA DI IMPIANTO .....	24
8.2	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI.....	26
8.2.1	<i>Isolamento delle parti attive.....</i>	<i>26</i>
8.2.2	<i>Protezione mediante involucri e barriere.....</i>	<i>26</i>
8.3	CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA .....	27
8.4	DATI PRINCIPALI .....	27
8.5	CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA .....	29
8.6	VERIFICHE ELETTRICHE.....	30
8.6.1	<i>Campo STS 1 .....</i>	<i>31</i>
8.6.2	<i>Campo STS 2 .....</i>	<i>31</i>
8.6.3	<i>Campo STS 3 .....</i>	<i>32</i>
8.6.4	<i>Campo STS 4 .....</i>	<i>32</i>
8.6.5	<i>Campo STS 5 .....</i>	<i>33</i>
8.6.6	<i>Campo STS 6 .....</i>	<i>33</i>
8.6.7	<i>Campo STS 7 .....</i>	<i>34</i>
8.6.8	<i>Campo STS 8 .....</i>	<i>34</i>
8.6.9	<i>Campo STS 9 .....</i>	<i>35</i>
8.6.10	<i>Campo STS 10 .....</i>	<i>35</i>
8.6.11	<i>Campo STS 11 .....</i>	<i>36</i>
8.6.12	<i>Campo STS 12 .....</i>	<i>36</i>
8.6.13	<i>Campo STS 13 .....</i>	<i>37</i>
8.6.14	<i>Campo STS 14 .....</i>	<i>37</i>
8.6.15	<i>Campo STS 15 .....</i>	<i>38</i>
8.6.16	<i>Campo STS 16 .....</i>	<i>38</i>
8.6.17	<i>Campo STS 17 .....</i>	<i>39</i>
8.6.18	<i>Campo STS 18 .....</i>	<i>39</i>
<b>9</b>	<b>DIMENSIONAMENTO E VERIFICA LINEE MT .....</b>	<b>40</b>

9.1	NORMATIVA E DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO .....	40
9.2	CRITERI DI DIMENSIONAMENTO .....	40
9.2.1	<i>Calcolo delle cadute di tensione</i> .....	40
9.2.2	<i>Calcolo delle perdite di potenza</i> .....	40
9.3	CALCOLO DELLE PORTATE .....	41
9.3.1	<i>Dati tecnici del cavo MT</i> .....	41
9.3.2	<i>Temperatura del terreno</i> .....	42
9.3.3	<i>Numero di terne per sezione di scavo</i> .....	42
9.3.4	<i>Profondità di posa</i> .....	43
9.3.5	<i>Resistività termica del terreno</i> .....	43
9.3.6	<i>Tabulati di calcolo</i> .....	43

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

## 1 PREMESSE

Il presente documento costituisce la relazione tecnica comprensiva dei calcoli preliminari della componente fotovoltaica del progetto dell'impianto eco-agro-fotovoltaico della potenza di 113,82 MWp, integrato da un sistema di accumulo della potenza di 3 MW (116,59 MW in immissione) e delle relative opere di connessione alla RTN che la società PV HELIOS S.r.l. intende realizzare nel Comune di Butera (CL).

Il soggetto proponente dell'iniziativa è la Società PV HELIOS S.r.l. avente sede legale in Valguarnera Caropepe (EN), Via Roma n.44, C.F. / P.IVA 01290230869, iscritta nella Sezione Ordinaria della Camera di Commercio Industria Artigianato ed Agricoltura di Palermo ed Enna con il numero di Repertorio Economico Amministrativo EN-426832.

## 2 REQUISITI DI RISPONDENZA A NORME, LEGGI, REGOLAMENTI TECNICI

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dalla Legge n. 46 del 5 marzo 1990. Rimane tuttora valido, sotto il profilo generale, quanto prescritto dal DPR 547/55 "Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro" e le successive 626 e 494/96 con relativi aggiornamenti e circolari di riferimento.

Le caratteristiche dell'impianto, nonché di tutte le componenti l'impianto, dovranno essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizione di autorità locali, comprese quelle dei VVF;
- alle prescrizione ed indicazioni delle Società Distributrice di energia elettrica;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

## 3 DEFINIZIONI

- Cella fotovoltaica: dispositivo fotovoltaico fondamentale che provvede alla generazione di energia elettrica se esposto alla radiazione solare;
- Modulo fotovoltaico: insieme di celle fotovoltaiche interconnesse fra loro e assemblate in supporti idonei dalle case produttrici, protette dall'ambiente circostante attraverso opportuni involucri. Il modulo fotovoltaico, con le sue caratteristiche elettriche (tensione e corrente nominali), costituisce l'unità elementare per la progettazione elettrica dell'impianto fotovoltaico.
- Stringa fotovoltaica: insieme di moduli fotovoltaici collegati in serie per raggiungere la tensione di uscita desiderata;
- Generatore Fotovoltaico: insieme di stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo per raggiungere la potenza desiderata;
- Impianto fotovoltaico: impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della luce, cioè della radiazione solare, in energia elettrica (effetto fotovoltaico); pertanto, esso rientra nella categoria degli impianti alimentati da fonti rinnovabili non programmabili (cioè la cui produzione di energia elettrica risulta aleatoria in funzione del regime meteorologico istantaneo. L'impianto è essenzialmente costituito dal generatore fotovoltaico, dal gruppo di conversione e dal sistema di interfacciamento alla rete elettrica di distribuzione;

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

- Inverter: dispositivo che provvede alla trasformazione dell'energia elettrica prodotta dal generatore fotovoltaico da corrente continua a corrente alternata;
- Interfaccia rete: dispositivo che provvede all'interfacciamento dell'impianto fotovoltaico all'impianto elettrico dell'utilizzatore e, quindi, alla rete elettrica locale;
- Potenza di picco Wp: potenza generata da un dispositivo fotovoltaico (modulo, stringa o generatore) misurata ai morsetti in corrente continua e rimostrata alle condizioni di prova standard (abbr. STC) che risultano le seguenti: Air Mass = 1.5, irraggiamento solare sul piano dei moduli pari a 1 kW/m<sup>2</sup>, temperatura di lavoro della cella fotovoltaica pari a 25°C;
- Gestore della rete: soggetto che presta il servizio di distribuzione e vendita dell'energia elettrica ai clienti utilizzatori (es. AEM, ENEL, TERNA);
- Cliente utilizzatore: persona fisica o giuridica titolare di un contratto di fornitura di energia elettrica.

## 4 DESCRIZIONE DEL PROGETTO

### 4.1 CARATTERISTICHE GENERALI

Il progetto consiste nella realizzazione di un impianto fotovoltaico a terra su strutture fisse in due diversi lotti di terreno confinanti, denominati “lotto nord” e “lotto sud”, ubicati nel Comune di Butera (CL), per una potenza di 113,82 MWp. Inoltre, l'impianto prevede un sistema di accumulo di energia elettrica della potenza di 3 MW, risultando una potenza complessiva di 116,82 MW.

L'impianto agro-fotovoltaico sarà composto complessivamente da 2 lotti di terreno limitrofi, per un totale di n.18 sottocampi di potenza variabile da 5.189,82 kWp fino a 6.512,40 kWp, per una potenza complessiva di 113.816,92 kWp, collegati fra loro attraverso una rete di distribuzione interna in media tensione a 30 kV.

Presso l'impianto verranno altresì realizzate le cabine di sottocampo o *Smart Transformer Station* (STS), dalle quali si dipartiranno le linee interrato di collegamento di media tensione (6 in totale) verso la cabina principale o *Main Technical Room* (MTR), presso la sottostazione elettrica di utente; sarà altresì realizzata la Control Room per la gestione e monitoraggio dell'impianto, i servizi ausiliari e di videosorveglianza.

La Sottostazione Elettrica di Utente (SEU) di elevazione della tensione da 30 kV a 150 kV per l'immissione dell'energia prodotta nella rete di trasmissione nazionale sarà ubicata nel lotto nord e sarà accessibile dalla Strada Vicinale Pozzillo. Dalla stessa si dipartirà la linea in AT a 150 kV di collegamento alla futura Stazione Elettrica (SE) della RTN previa condivisione del punto di connessione con l'operatore *Alleans Renewable Progetto 5 Srl*, attraverso la realizzazione di una nuova SEU sita nelle vicinanze della futura SE della RTN.

Oltre alla componente di generazione fotovoltaica una parte predominante dei terreni disponibili sarà destinata ad attività agricole (oliveti, seminativi, piante aromatiche), all'apicoltura, alla forestazione e alle connesse attività di sperimentazione agricola, il tutto in una logica di integrazione costante con la componente di produzione energetica da fonte rinnovabile al fine di fondere in un'unica iniziativa integralmente ecosostenibile.

La tipologia di opera prevista rientra nella categoria “*impianti industriali non termici per la produzione di energia, vapore ed acqua calda*” citata nell'All. IV lettera c) del D.Lgs 152/2006 e s.m.i..

#### 4.2 SITO DI INSTALLAZIONE E RIFERIMENTI CARTOGRAFICI

L'impianto fotovoltaico in progetto verrà realizzato in agri del territorio del Comune di Butera (CL). Nella cartografia del Catasto Terreni l'area di impianto, compresa la SEU, è identificata nei seguenti fogli di mappa:

- Foglio di mappa n. 171, p.lla 82.
- Foglio di mappa n. 173, p.lle 40, 41, 42, 43, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 116 e 146.
- Foglio di mappa n. 174, p.lle 1, 2, 3, 5, 7, 8, 9 e 10.
- Foglio di mappa n. 175, p.lle 5 e 6.
- Foglio di mappa n. 200, p.lle 9, 10, 11, 12, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 128 e 183.

Per quanto riguarda la Stazione della RTN, la stessa sarà realizzata nei terreni identificati nei seguenti fogli di mappa:

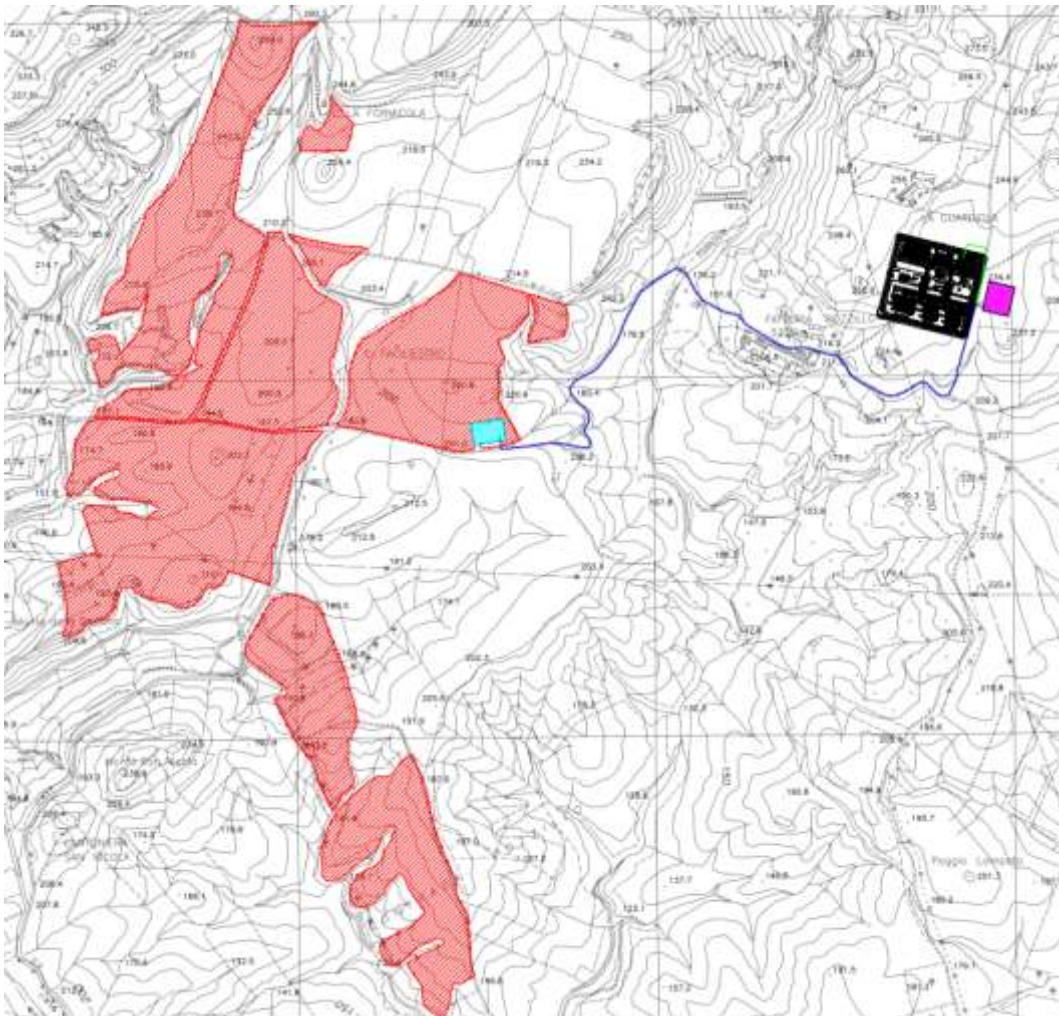
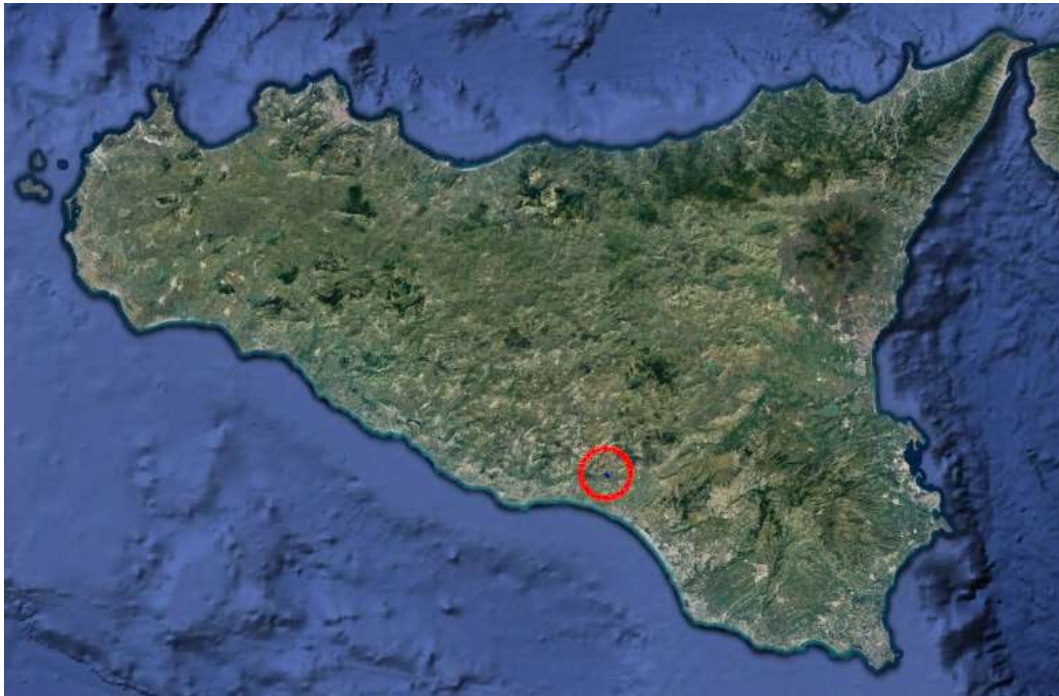
- Foglio di mappa n. 175, p.lle 27 e 121.

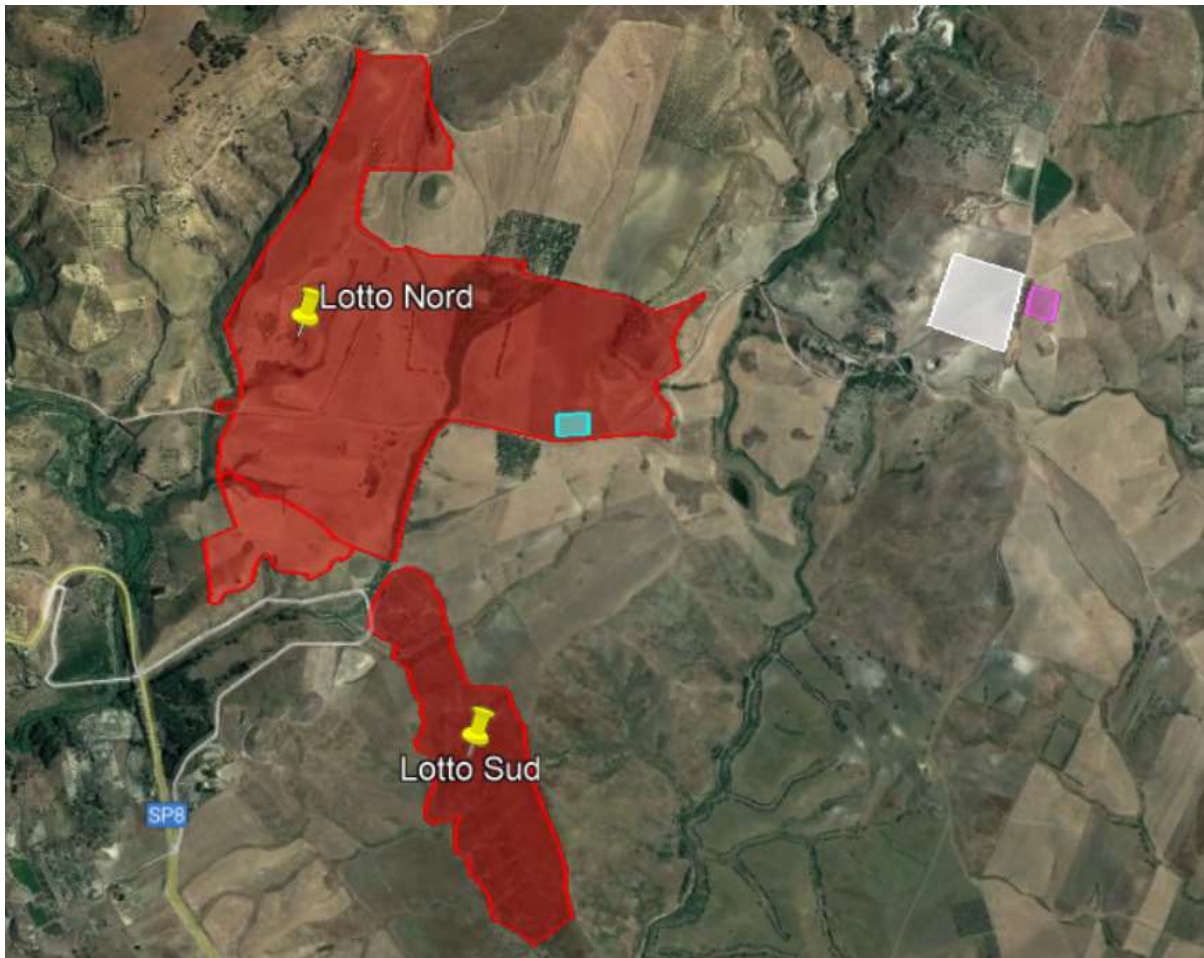
Nella cartografia ufficiale il sito è individuato nei seguenti riferimenti:

- Cartografia dell'Istituto Geografico Militare in scala 1:25.000 (IGM): Foglio n. 272, "Monte Gibliscemi" (I° Quadrante SO) e "Ponte Olivo" (II° Quadrante NO);
- Carta Tecnica Regionale in scala 1:10.000 (CTR): sezione 643030 "Butera";

Di seguito la tabella di riepilogo dei dati di inquadramento cartografico comprensiva delle coordinate assolute nel sistema UTM 33S WGS84 delle aree che saranno interessate dall'impianto agro-fotovoltaico e delle opere di connessione alla RTN.

SITO DI INSTALLAZIONE E RIFERIMENTI CARTOGRAFICI							
DESCR.	SISTEMA UTM 33S WGS84			CATASTALE		CTR 1:10.000	IGM 1:25.000
	E	N	H (m)	Foglio	Particelle		
Lotto Nord	429948	4115052	208	171	82	643030	272 I-SO "Monte Gibliscemi"
				173	40, 41, 42, 43, 50, 51, 52, 53, 54, 55, 56, 116, 146		
				174	1, 2, 3, 5, 7, 8, 9, 10		
Lotto Sud	430164	4113808	158	200	9, 10, 11, 12, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 128, 183	643030	272 I-SO "Monte Gibliscemi"  272 II-NO "Ponte Olivo"
SEU	430536	4114837	207	174	7, 9	643030	272 I-SO "Monte Gibliscemi"
SE della RTN	431769	4115164	233	175	27, 121	643030	272 I-SO "Monte Gibliscemi"





## 5 CARATTERISTICHE E DATI GENERALI DELL'IMPIANTO

### 5.1 CONFIGURAZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO

L'impianto fotovoltaico è articolato in due diverse aree di conversione fotovoltaica e generazione elettrica, identificate come "Lotto Nord" e "Lotto Sud", così composte:

- **Lotto Nord**, articolato in n.15 sottocampi aventi le seguenti componenti principali:
  - N. 15 Smart Transformer Station della potenza di 6 MVA, le quali convogliano le linee BT provenienti dai 522 inverter da 185 kVA ad esse collegate ed elevano la tensione fino ai 30 kV della rete di distribuzione interna.
  - I moduli fotovoltaici, in silicio monocristallino da 670 Wp, saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno del tipo fisso, con angolo di inclinazione di 25° e altezza alla mezzeria di 2,20 m dal suolo. I sostegni saranno in acciaio al carbonio galvanizzato resistente alla corrosione e saranno infissi nel terreno tramite battipalo.
  - Rete di distribuzione interna in MT a 30 kV, che collegherà i diversi sottocampi alla sottostazione di utente 30/150 kV. La rete è costituita da n.6 dorsali che raccolgono ciascuna la potenza di 3 sottocampi:



LINEA MT	CAVO	DA	A	Lunghezza [m]	Potenza [kVA]
D1	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 1	STS 2	350	6.512
D1	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 3	STS 2	520	6.512
D1	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 2	MTR - SEU	1.550	19.537
D2	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 4	STS 5	230	5.355
D2	3x1x240 mmq - 18/30 kV	STS 5	STS 6	280	11.867
D2	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 6	MTR - SEU	950	18.379
D3	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 8	STS 9	300	6.512
D3	3x1x240 mmq - 18/30 kV	STS 9	STS 10	240	13.025
D3	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 10	MTR - SEU	160	19.537
D4	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 11	STS 12	330	5.586
D4	3x1x240 mmq - 18/30 kV	STS 12	STS 7	160	12.099
D4	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 7	MTR - SEU	570	17.289
D5	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 15	STS 14	450	6.512
D5	3x1x240 mmq - 18/30 kV	STS 14	STS 13	340	13.025
D5	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 13	MTR - SEU	680	19.537

- **Lotto Sud**, articolato in n.3 sottocampi aventi le seguenti componenti principali:
  - N. 3 Smart Transformer Station della potenza di 6 MVA, le quali convogliano le linee BT provenienti dai 108 inverter da 185 kVA ad esse collegate (36 inverter per STS) ed elevano la tensione fino ai 30 kV della rete di distribuzione interna.
  - I moduli fotovoltaici, in silicio monocristallino da 670 Wp, saranno installati su apposite strutture metalliche di sostegno del tipo fisso, con angolo di inclinazione di 25° e altezza alla mezzeria di 2,20 m dal suolo. I sostegni saranno in acciaio al carbonio galvanizzato resistente alla corrosione e saranno infissi nel terreno tramite battipalo.
  - Rete di distribuzione interna in MT a 30 kV, che collegherà i diversi sottocampi alla sottostazione di utente 30/150 kV. La rete è costituita da n.1 dorsale che raccoglie la potenza di 3 sottocampi:

LINEA MT	CAVO	DA	A	Lunghezza [m]	Potenza [kVA]
D6	3x1x70 mmq - 18/30 kV	STS 18	STS 17	250	6.512
D6	3x1x240 mmq - 18/30 kV	STS 17	STS 16	550	13.025
D6	3x1x500 mmq - 18/30 kV	STS 16	MTR - SEU	1.400	19.537

Sono inoltre parte integrante del progetto della componente elettrica dell'impianto agro-fotovoltaico i seguenti elementi:

- **Sottostazione di utente (SEU) di trasformazione MT/AT 30/150 kV**, con la realizzazione di due stalli in AT così composta:
  - N. 2 stalli AT con trasformatori MT/AT 60/70 MVA e i relativi dispositivi di protezione e sezionamento;

- N.1 stallo in uscita, per la linea AT a 150 kV di collegamento alla SE della RTN.
  - Sarà presente all'interno della SEU un sistema di accumulo dell'energia elettrica di 3MW di potenza nominale.
- **Collegamento elettrico dell'impianto fotovoltaico alla rete di trasmissione nazionale**, che avverrà presso la futura Stazione Elettrica della RTN a 220/150 kV denominata "Butera 2" previa condivisione del punto di connessione con l'operatore *Alleans Renewable Progetto 5 Srl*, attraverso la realizzazione di una nuova sottostazione di utenza condivisa, sita nelle vicinanze della futura Stazione Elettrica della RTN. La sottostazione elettrica del Proponente verrà collegata, tramite una linea in cavo interrato a 150 kV posta lungo la viabilità esistente, in derivazione alla barra generale AT della sottostazione elettrica condivisa. Da questa stazione si diparte la linea condivisa da entrambi operatori in cavo interrato AT a 150 kV per il collegamento alla futura SE della RTN.

LINEA AT	CAVO	PARTENZA	ARRIVO	Lunghezza [m]	Potenza [kVA]
AT1	3x1x500 mmq 150/170 kV	SEU PV Helios	SEU Alleans Renewable	2.000	113.817
AT2	3x1x1.600 mmq 150/170 kV	SEU Alleans Renewble	SE della RTN	300	213.817

- **Stazione Elettrica di connessione alla RTN a 220/150 kV**, con raccordi in entra-esce alla linea della RTN a 220 kV "Chiaromonte Gulfi – Favara" e alla linea della RTN a 150 kV "Caltanissetta CP – Gela".

L'impianto sarà completato da tutte le infrastrutture tecniche necessarie alla conversione DC/AC della potenza generata dall'impianto e dalla sua consegna alla rete di trasmissione nazionale e dalle opere accessorie, quali: impianti di illuminazione, videosorveglianza, antintrusione, monitoraggio ambientale, viabilità di servizio, cancelli e recinzioni.

L'impianto nel suo complesso è in grado di alimentare dalla rete tutti i carichi rilevanti (ad es: quadri di alimentazione, illuminazione). Inoltre, in mancanza di alimentazione dalla rete, tutti i carichi di emergenza potranno essere alimentati da un generatore temporaneo diesel di emergenza e dal sistema di accumulo presente nell'impianto.

Di seguito si riporta la descrizione sintetica dei principali componenti d'impianto; per dati tecnici di maggior dettaglio si rimanda a tutti i relativi elaborati specialistici.

L'impianto fotovoltaico oggetto del presente progetto è destinato a produrre energia elettrica; esso sarà collegato alla rete di trasmissione nazionale RTN, nella sezione a 150 kV della futura stazione elettrica della RTN denominata "Butera 2". L'impianto in progetto produce energia elettrica in BT su più linee in uscita dagli inverter, le quali vengono convogliate verso appositi quadri nelle Smart Transformer Station, dove avverrà la trasformazione BT/MT.

La linea in MT in uscita dai trasformatori BT/MT di ciascun sottocampo verrà, quindi, vettoriata verso la cabina generale di impianto presso la sottostazione di utenza.

Come già rappresentato, il generatore fotovoltaico è costituito da 18 diversi campi di potenza variabile come di seguito rappresentato:

LOTTO	CAMPO	Potenza Moduli [kWp]
NORD	STS 1	6.512,40
	STS 2	6.512,40
	STS 3	6.512,40
	STS4	5.354,64
	STS 5	6.512,40
	STS 6	6.512,40
	STS 7	5.189,82
	STS 8	6.512,40
	STS 9	6.512,40
	STS 10	6.512,40
	STS 11	5.586,46
	STS 12	6.512,40
	STS 13	6.512,40
	STS 14	6.512,40
	STS 15	6.512,40
SUD	STS 16	6.512,40
	STS 17	6.512,40
	STS 18	6.512,40
<b>Potenza Totale [kWp]</b>		<b>113.816,92</b>

## 5.2 DATI DI PROGETTO

I dati di seguito riportati risultano strutturati e suddivisi secondo quanto riportato nella Guida CEI 0-2.

### Modulo 1.- Dati di progetto di carattere generale

	Dati	Valori stabiliti	Note
1.1	Committente	PV HELIOS Srl Via Roma n.44, 94019 Valguarnera Caropepe (EN) C.F. / P.IVA 01290230869	
1.2	Contatto	Tel. / Fax: 0935 958856 e-mail: pec:	
1.3	Estremi del progettista	Ambiens Srl – Società di Ingegneria Via Roma n.44, 94019 Valguarnera Caropepe (EN) C.F. / P.IVA 01108850866	
1.4	Ubicazione	Comune di Butera (CL)	

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

	Dati	Valori stabiliti	Note
1.5	Scopo del lavoro	Realizzazione di un progetto agro-fotovoltaico su strutture fisse della potenza complessiva di 113,82 MWp integrato da un sistema di accumulo di 3 MW e delle relative opere di connessione alla RTN	
1.6	Vincoli progettuali da rispettare	Cfr Relazione generale; cfr Studio di Impatto Ambientale; cfr Relazione Paesaggistica	
1.7	Informazioni di carattere generale	Sito ben raggiungibile ed accessibile, caratterizzato da viabilità esistente, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto. Presenza di aree libere per lo stoccaggio del materiale di costruzione.	


### **Modulo 2.- Dati di progetto relativi alla superficie di posa**

	Dati	Valori stabiliti	Note
2.1	Destinazione d'uso	Zona Agricola	
2.2	Superfici disponibili	105,55 ettari	
2.3	Descrizione area	Sito ben raggiungibile ed accessibile, caratterizzato da viabilità esistente, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto. Presenza di aree libere per lo stoccaggio del materiale di costruzione.	

### **Modulo 3.- Dati di progetto relativi alle influenze esterne**

	Dati	Valori stabiliti	Note
3.1	Latitudine, Longitudine	Coordinate assolute sistema UTM 33 WGS84 Descrizione                      E                      N Lotto Nord                      429948                      4115052 Lotto Sud                      430164                      4113808 SEU                      430536                      4114837 SE della RTN                      431769                      4115164	
3.2	Altitudine	Lotto Nord                      208 Lotto Sud                      158 SEU                      207 SE della RTN                      233	
3.3	Radiazione solare	<i>Tabella modulo 7</i>	
3.4	Temperatura <ul style="list-style-type: none"> <li>• Min/max all'aperto</li> <li>• Media del giorno più caldo</li> <li>• Media delle massime mensili</li> <li>• Media annuale</li> </ul>	<i>Tabella modulo 7</i>	

	Dati	Valori stabiliti	Note
3.5	Formazione di foschie/nebbie	Possibile	
3.6	Presenza di corpi solidi estranei	SI	Prevedere un corretto grado di protezione IP
3.7	Presenza di polvere / sabbia	SI	Prevedere un corretto grado di protezione IP
3.8	Presenza di liquidi <ul style="list-style-type: none"> <li>• Tipo di liquido</li> <li>• Possibilità di stillicidio</li> <li>• Esposizione alla pioggia</li> <li>• Esposizione agli spruzzi</li> <li>• Possibilità di getti d'acqua</li> <li>• Nebbia salina</li> </ul>	Acqua SI SI SI - -	Prevedere il posizionamento delle apparecchiature elettriche in cabina protetta
3.9	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</li> <li>• Resistività termica</li> </ul>	<i>Relazione geologica</i>	
3.10	Ventilazione dei locali <ul style="list-style-type: none"> <li>• Naturale</li> <li>• Forzata</li> <li>• Naturale assistita da ventilazione forzata</li> <li>• Numero di ricambi</li> </ul>	SI (Locale quadri elettrici) SI (Locale trafo) Come da specifiche produttore	
3.11	Dati di ventosità <ul style="list-style-type: none"> <li>• Direzione prevalente</li> <li>• Media annuale</li> <li>• Massima velocità di progetto</li> <li>• Pressione del vento</li> </ul>		
3.12	Carico di neve		
3.13	Effetti sismici		
3.14	Livelli massimi di rumore		
3.15	Condizioni ambientali speciali	Riferimento a specifiche progettuali	

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

#### **Modulo 4.- Dati di progetto relativi alla rete di collegamento**

	Dati	Valori stabiliti	Note
4.1	Tipo intervento richiesto <ul style="list-style-type: none"> <li>• Nuovo impianto</li> <li>• Trasformazione</li> <li>• Ampliamento</li> </ul>	SI NO NO	
4.2	Dati collegamento elettrico <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Gestore di rete</li> <li>2. Numero Cliente</li> <li>3. Descrizione rete di collegamento</li> <li>4. Punto di consegna</li> <li>5. Tensione nominale (Un)</li> <li>6. Potenza disponibile continua</li> <li>7. Potenza disponibile di punta</li> </ol>	Terna SpA -- Rete di Trasmissione Nazionale SE della RTN da inserire in entra-esce sulla linea a 220kV "Chiaramonti Gulfi – Favara" 220 kV trifase 116,82 MW 116,82 MW	
4.3	Misura dell'energia	Contatori da installare nel quadro generale d'impianto con piombatura per la misura fiscale (UTF) presso la SEU	
4.4	Consumi elettrici	Per servizi ausiliari <ul style="list-style-type: none"> <li>- Ausiliari cabine</li> <li>- Illuminazione esterna</li> <li>- Sistemi di sicurezza e allarme</li> </ul>	

#### **Modulo 5.- Dati di progetto relativi all'impianto fotovoltaico**

	Dati	Valori stabiliti	Note
5.1	Caratteristiche di installazione	Strutture di sostegno del tipo fisso in acciaio zincato a caldo, su pali infissi e/o pali trivellati.	
5.2	Posizione convertitori statici	In esterno, con grado di protezione IP65	
5.3	Posizione quadri elettrici	<u>Combiner Box</u> : In esterno, fissati alle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. <u>Quadri BT</u> : all'interno della cabina di trasformazione.	

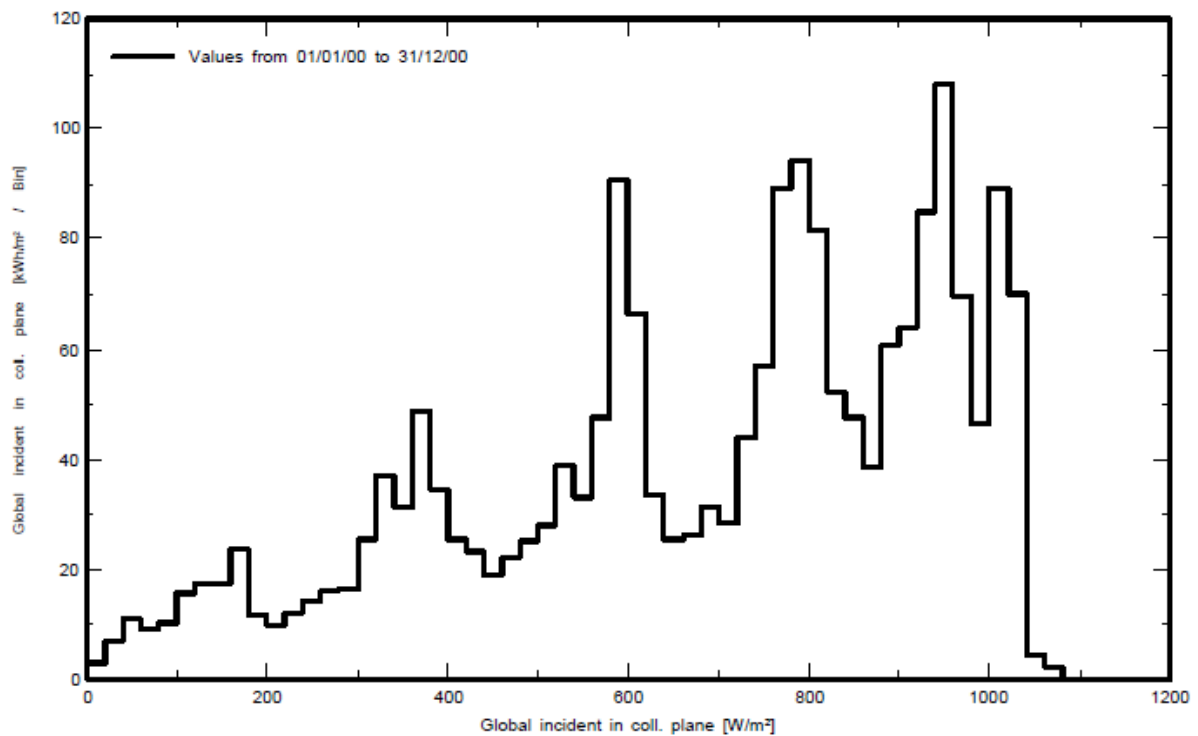
#### **Modulo 6.- Dati ambientali del sito, dati di rilievo clinometrico e diagramma delle ombre**

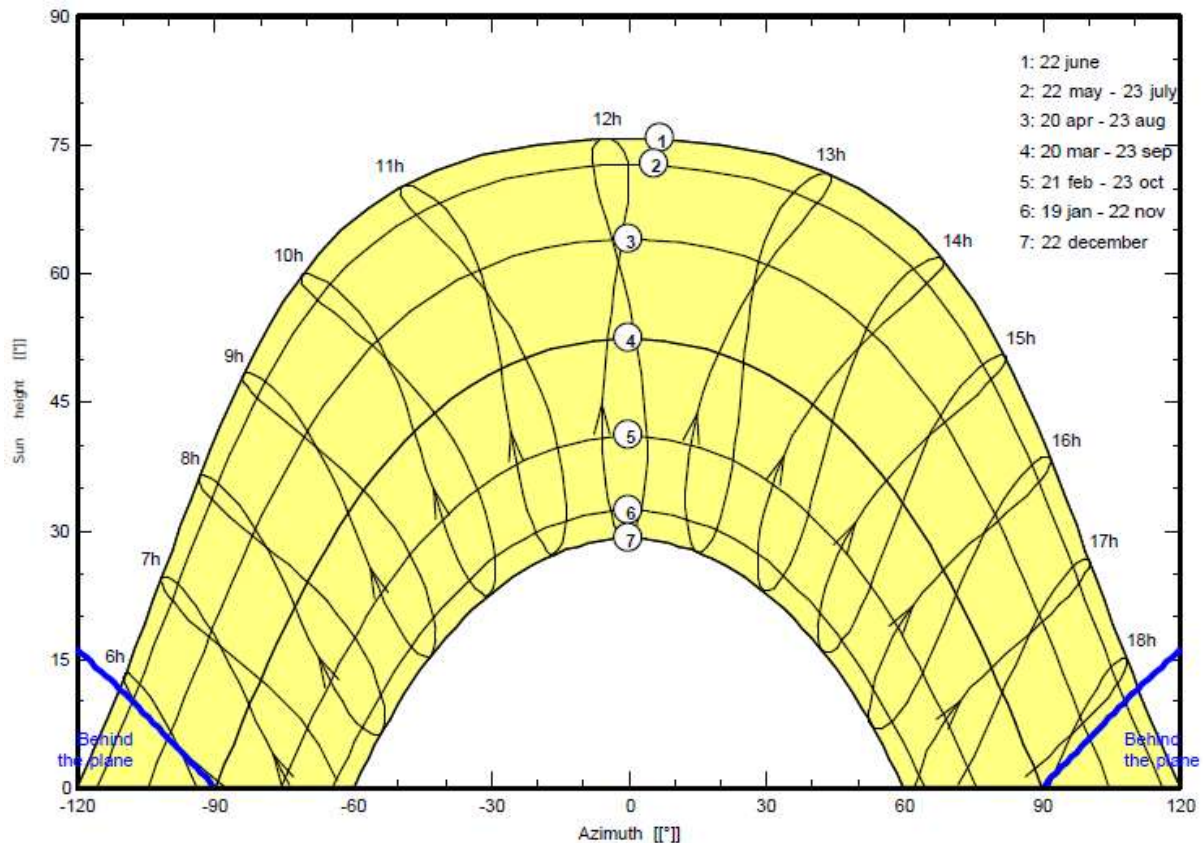
Ai fini del calcolo della radiazione solare media annua su base giornaliera, si è fatto uso del database internazionale MeteoNorm, che rende disponibili i dati meteorologici per le località interessate dal progetto: l'attendibilità dei dati contenuti nel database è internazionalmente riconosciuta, possono quindi essere usati per l'elaborazione statistica per la stima di radiazione solare per il sito.

In particolare sono stati utilizzati i dati del database MeteoNorm 7.3, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo. Nelle immagini che seguono si riportano i dati meteorologici assunti per la presente relazione.

	<b>GlobHor</b>	<b>DiffHor</b>	<b>T Amb</b>	<b>GlobInc</b>	<b>DifSInc</b>	<b>Alb Inc</b>
	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	°C	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>	kWh/m <sup>2</sup>
<b>Gen.</b>	67.3	30.45	11.63	103.8	37.06	0.902
<b>Feb.</b>	101.6	39.93	11.62	143.4	47.90	1.359
<b>Mar.</b>	132.7	56.22	13.34	159.7	60.65	1.777
<b>Apr.</b>	170.3	55.66	15.85	183.3	58.09	2.275
<b>Mag.</b>	186.7	76.27	20.84	182.4	74.73	2.489
<b>Giu.</b>	223.3	60.97	25.38	209.5	59.72	2.961
<b>Lug.</b>	248.1	50.07	28.27	236.9	50.10	3.292
<b>Ago.</b>	224.0	46.87	28.24	235.2	49.59	2.993
<b>Sett.</b>	157.4	51.77	24.36	186.6	57.59	2.106
<b>Ott.</b>	118.8	46.82	20.90	160.8	54.78	1.591
<b>Nov.</b>	79.4	36.47	16.56	120.1	44.70	1.062
<b>Dic.</b>	66.4	26.08	13.09	112.2	33.57	0.889
<b>Anno</b>	<b>1776.0</b>	<b>577.57</b>	<b>19.20</b>	<b>2034.1</b>	<b>628.48</b>	<b>23.697</b>

### Incident Irradiation Distribution





### Modulo 7.- Normativa di riferimento (Principali per progettazione e realizzazione)

- DPR 547/55 Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- Legge 46/90 Norme per la sicurezza degli impianti;
- DPR 447/91 Regolamento di attuazione della Legge 5 marzo 1990, n.46, in materia di sicurezza degli impianti;
- D.Lgs. 163/06 Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle Direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE;
- D.Lgs. 626/94 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sui luoghi di lavoro;
- D.Lgs. 494/96 Attuazione della direttiva 92/57/CEE concernente le prescrizioni minime di sicurezza e di salute da attuare nei cantieri temporanei o mobili;
- D.Lgs. 31/08 Regolamento concernente l'attuazione dell'articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all'interno degli edifici;
- D.Lgs. 81/08 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- D.Lgs. 106/09 Disposizioni integrative e correttive del decreto legislativo 9 aprile 2008, n. 81, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro;
- D.M. 14/01/08 Norme tecniche per le costruzioni;
- DPR 554/99 in materia di lavori pubblici;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;



- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 13-4 Sistema di misura dell'energia elettrica – Composizione, precisione e verifica;
- 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 20-40 Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
- CEI 20-67 Guida per l'uso di cavi 0,6/1 kV;
- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione;
- CEI 23-46 Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche – Prescrizioni particolari per sistemi in tubi interrati;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 82-1 Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione;
- CEI 82-2 Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizioni per celle solari di riferimento;
- CEI 82-3 Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI 82-4 Protezione contro la sovratensione dei sistemi fotovoltaici per la produzione di energia – Guida;
- CEI 82-8 Moduli fotovoltaici in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 82-9 Sistemi fotovoltaici – Caratteristica dell'interfaccia di raccordo alla rete;
- CEI 82-15 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati;
- CEI 82-16 Schiere di moduli fotovoltaici in silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V;
- CEI 82-17 Sistemi fotovoltaici di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida;
- CEI 82-22 Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI 82-25 Guida per la realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI UNEL 35364 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- UNI 8477 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

- UNI 9488 Energia solare – vocabolario;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- TERNA Codice di trasmissione, dispacciamento, sviluppo e sicurezza della rete.

## **6 CRITERI GENERALI DI PROGETTAZIONE**

Il layout d’impianto è stato sviluppato tenendo conto delle caratteristiche specifiche del sito nonché delle esigenze rappresentate dalla Committente.

Sulla base di tali indicazioni è stata condotta l’attività di progettazione, tenendo conto, oltre che delle norme tecniche di settore precedentemente citate, anche dei seguenti fattori:

- *Rispetto dei confini dei siti disponibili;*
- *Posizione delle strutture fisse in modo da minimizzare gli ombreggiamenti reciproci;*
- *Interfila tra le strutture pari a 2,70 m;*
- *Zona di rispetto per l’ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;*
- *Zona di rispetto per l’ombreggiamento dovuto a ostacoli esistenti;*
- *Vincoli normativi, ambientali e paesaggistici.*

## **7 PRINCIPALI COMPONENTI ELETTRICHE DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO**

### **7.1 MODULI FOTOVOLTAICI**

I moduli fotovoltaici verranno installati su apposite strutture in acciaio zincato del tipo fisso fondate su pali infissi e/o trivellati nel terreno. La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l’impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale complessiva pari a 113.816,92 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d’aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Nel presente progetto sono stati impiegati moduli fotovoltaici tutti della medesima tipologia e taglia; in particolare sono stati considerati i moduli della Trina Solar, modello TSM-DE21-670 (o equivalenti) in silicio monocristallino 2x66 celle, la cui potenza di picco è pari a 670 Wp.

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet.

# Vertex

**BACKSHEET MONOCRYSTALLINE MODULE**

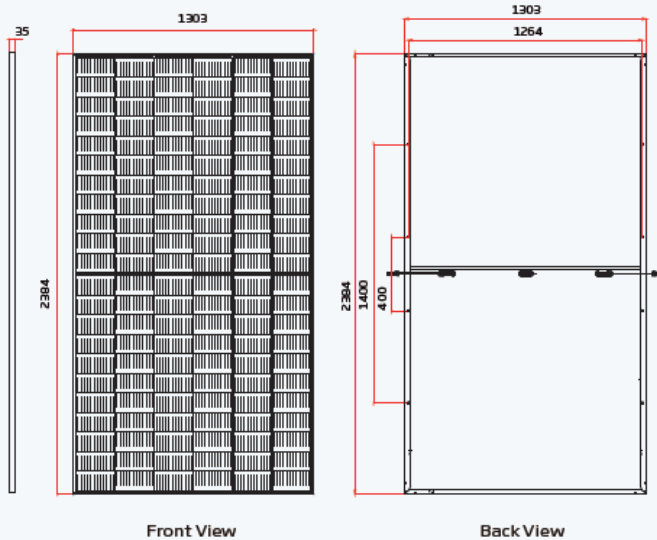
PRODUCT: **TSM-DE21**  
PRODUCT RANGE: 635-670W

**670W**  
MAXIMUM POWER OUTPUT

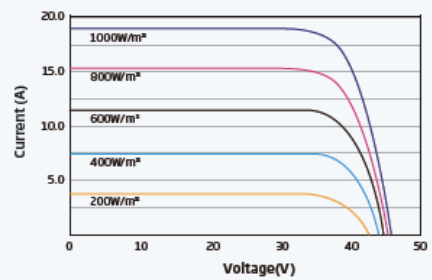
**0~+5W**  
POSITIVE POWER TOLERANCE

**21.6%**  
MAXIMUM EFFICIENCY

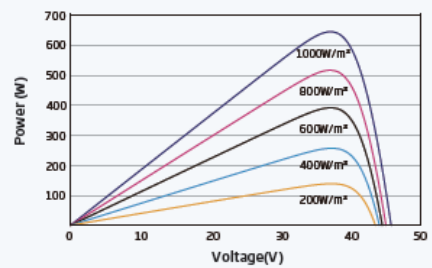
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(645 W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(645W)**



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts- $P_{max}$ (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	<b>670</b>
Power Tolerance- $P_{max}$ (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.8	37.0	37.2	37.4	37.6	37.8	38.0	<b>38.2</b>
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.26	17.30	17.35	17.39	17.43	17.47	17.51	<b>17.55</b>
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	44.7	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	<b>46.1</b>
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	18.30	18.34	18.39	18.44	18.48	18.53	18.57	<b>18.62</b>
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	<b>21.6</b>

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power- $P_{max}$ (Wp)	481	485	488	492	496	500	504	<b>508</b>
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	34.3	34.6	34.8	34.9	35.1	35.3	35.4	<b>35.6</b>
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.97	14.01	14.05	14.09	14.13	14.17	14.22	<b>14.26</b>
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	42.1	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	<b>43.4</b>
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	14.75	14.78	14.82	14.86	14.89	14.93	14.96	<b>15.01</b>

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	33.9 kg (74.7 lb)
Glass	3.2 mm (0.13 inches), High Transmittance, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA
Backsheet	White
Frame	35mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm (11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MCA EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{max}$	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	30A

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty  
25 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.55% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

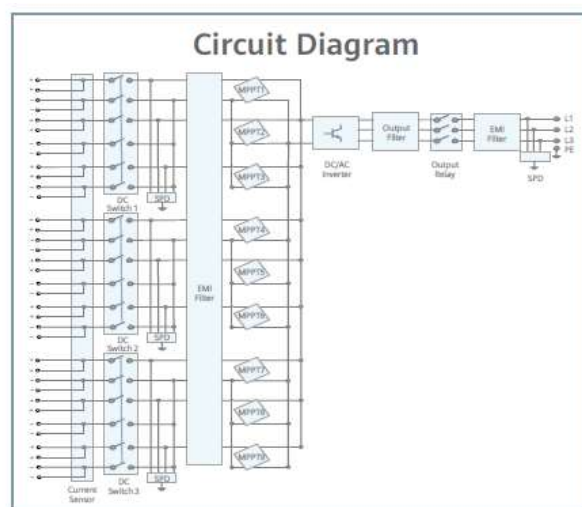
Modules per box: 31 pieces  
Modules per 40' container: 558 pieces

## 7.2 INVERTER

Il generatore fotovoltaico è composto complessivamente da 169.876 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 30 moduli così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, le cui correnti vengono raccolte da inverter modulari da 185 kW.

Il progetto prevede l'installazione di N. 630 string inverter della medesima tipologia, marca Huawei modello SUN2000-185KTL-H1 (o equivalenti), di potenza nominale pari a 185 kVA, che saranno installati all'esterno appesi nelle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.

Di seguito si riportano i principali dati tecnici estratti dai datasheet.



Efficiency	
Max. Efficiency	99.03%
European Efficiency	98.69%
Input	
Max. Input Voltage	1,500 V
Max. Current per MPPT	26 A
Max. Short Circuit Current per MPPT	40 A
Start Voltage	550 V
MPPT Operating Voltage Range	500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage	1,080 V
Number of Inputs	18
Number of MPP Trackers	9
Output	
Nominal AC Active Power	175,000 W @40°C, 168,000 W @45°C, 160,000 W @50°C
Max. AC Apparent Power	185,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)	185,000 W
Nominal Output Voltage	800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency	50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current	126.3 A @40°C, 121.3 A @45°C, 115.5 A @50°C
Max. Output Current	134.9 A
Adjustable Power Factor Range	0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion	< 3%

Protection	
Input-side Disconnection Device	Yes
Anti-islanding Protection	Yes
AC Overcurrent Protection	Yes
DC Reverse-polarity Protection	Yes
PV-array String Fault Monitoring	Yes
DC Surge Arrester	Type II
AC Surge Arrester	Type II
DC Insulation Resistance Detection	Yes
Residual Current Monitoring Unit	Yes

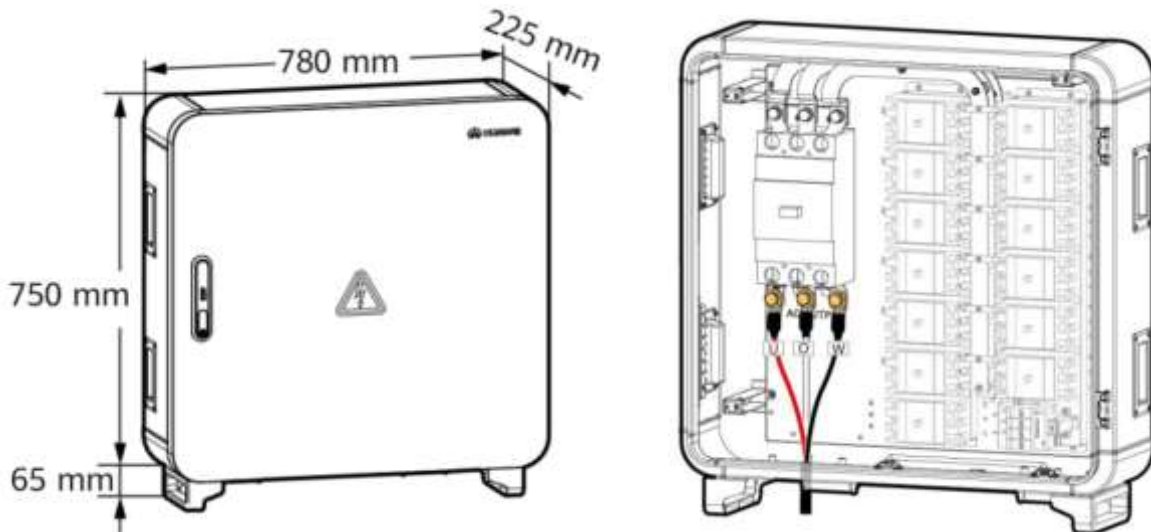
Communication	
Display	LED Indicators, WLAN + APP
USB	Yes
MBUS	Yes
RS485	Yes

General	
Dimensions (W x H x D)	1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)	84 kg (185.2 lb.)
Operating Temperature Range	-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method	Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating	4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity	0 ~ 100%
DC Connector	Staubli MC4 EVO2
AC Connector	Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree	IP66
Topology	Transformerless

### 7.3 COMBINER BOX

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà suddiviso in 18 campi di potenza variabile; le stringhe di ogni campo verranno attestate in gruppi di 9 negli inverter, i quali saranno a loro volta collegati a gruppi di 9 presso degli appositi Combiner Box, dove avviene il parallelo degli inverter.

I Combiner Box, completi delle protezioni per le linee in ingresso ed in uscita, saranno installati all'esterno appesi nelle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.



Da tali Combiner-Box si dipartono le linee di collegamento verso i quadri di bassa tensione delle Smart Transformer Station, dove avviene la trasformazione da bassa tensione a media tensione, a 30kV.

### 7.4 SMART TRANSFORMER STATION STS

Le Smart Transformer Station (o cabine di campo) hanno la duplice funzione di raccogliere l'energia elettrica dal campo fotovoltaico proveniente dagli inverter di stringa e di elevare la tensione da bassa tensione (BT) a media tensione (MT).

L'energia raccolta dagli inverter sarà immessa nel lato BT di un trasformatore 30/0,8 kV di potenza 6.000 kVA.

La Smart Transformer Station è costituita da elementi prefabbricati di tipo containerizzati da assemblare in situ, progettati per garantire la massima robustezza meccanica e durabilità nell'ambiente in cui verranno installati.

Tutte le componenti saranno installate all'interno (quadri MT e BT e trasformatore MT/BT), all'interno di appositi compartimenti per le diverse sezioni di impianto.

Le pareti e il tetto dello shelter sono isolati al fine di garantire una perfetta impermeabilità all'acqua e un corretto isolamento termico.

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

Tutte le apparecchiature saranno posate su un basamento in calcestruzzo di adeguate dimensioni, ove saranno stati predisposti gli opportuni cavedi e tubazioni per il passaggio dei cavi di potenza e segnale.

Ciascuna STS conterrà al suo interno un numero di 2 quadri in bassa tensione per la protezione dell'interconnessione tra gli inverter e il trasformatore. Nella stessa sarà presente un impianto elettrico completo di cavi di alimentazione, di illuminazione, di prese elettriche di servizio, dell'impianto di messa a terra adeguatamente dimensionato e quanto necessario al perfetto funzionamento della power station. Saranno inoltre presenti le protezioni di sicurezza, il sistema centralizzato di comunicazione con interfacce in rame e fibra ottica.

Tutte le componenti esterne saranno dotate di tutti quei provvedimenti al fine di garantire la massima protezione in condizioni climatiche quale l'ambiente di installazione.

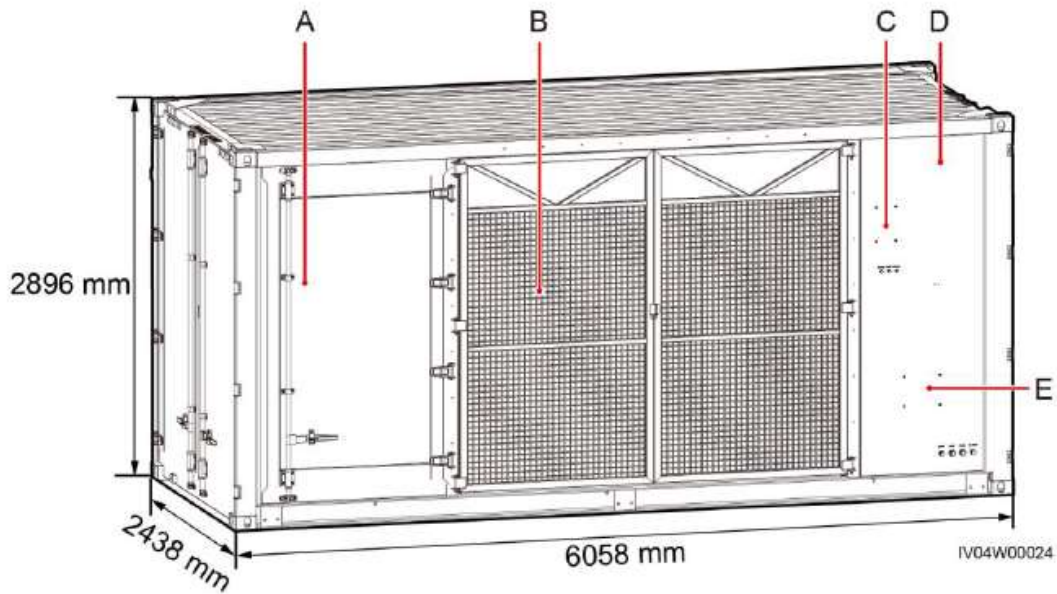
Per una completa accessibilità ai vari comparti, saranno adottati tutti quei provvedimenti in modo che tutti i dispositivi installati siano immediatamente accessibili, rendendo più agevole l'ispezione, la manutenzione e la riparazione.

Nel suo complesso, la STS avrà dimensioni in pianta pari a 6,058 x 2,438 m, e altezza pari a 2,896 m.

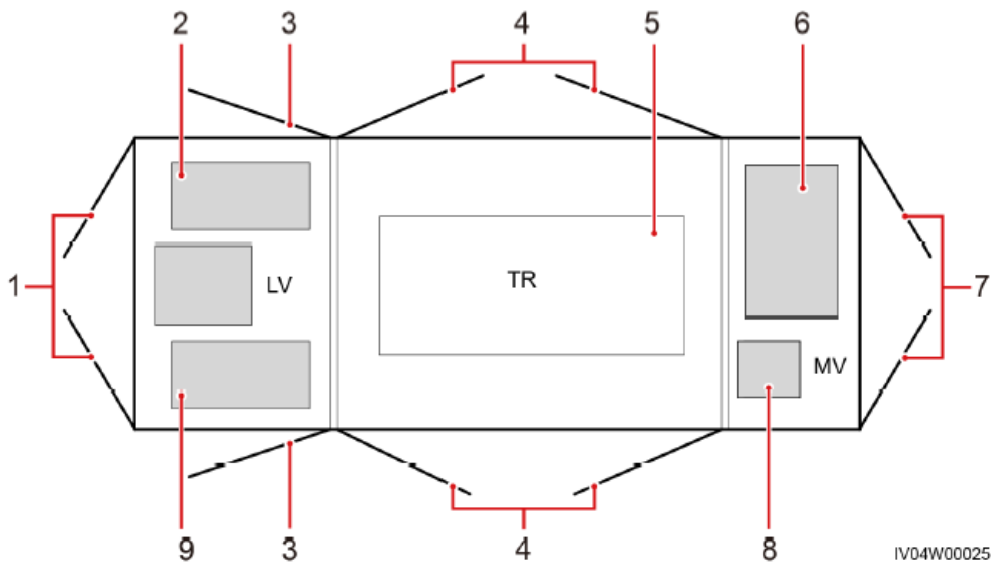
In fase esecutiva saranno forniti dal produttore gli elaborati di calcolo strutturale ai fini del deposito presso gli uffici del Genio Civile competente.

La fondazione verrà realizzata con una platea di spessore 25 cm con pareti perimetrali di spessore 20-25 cm opportunamente rinfiancate con terreno compattato. Al di sotto si prevede un magrone in cls di circa 10 cm.

Di seguito si riportano alcune immagini che rappresentano indicativamente le Smart Transformer Station.

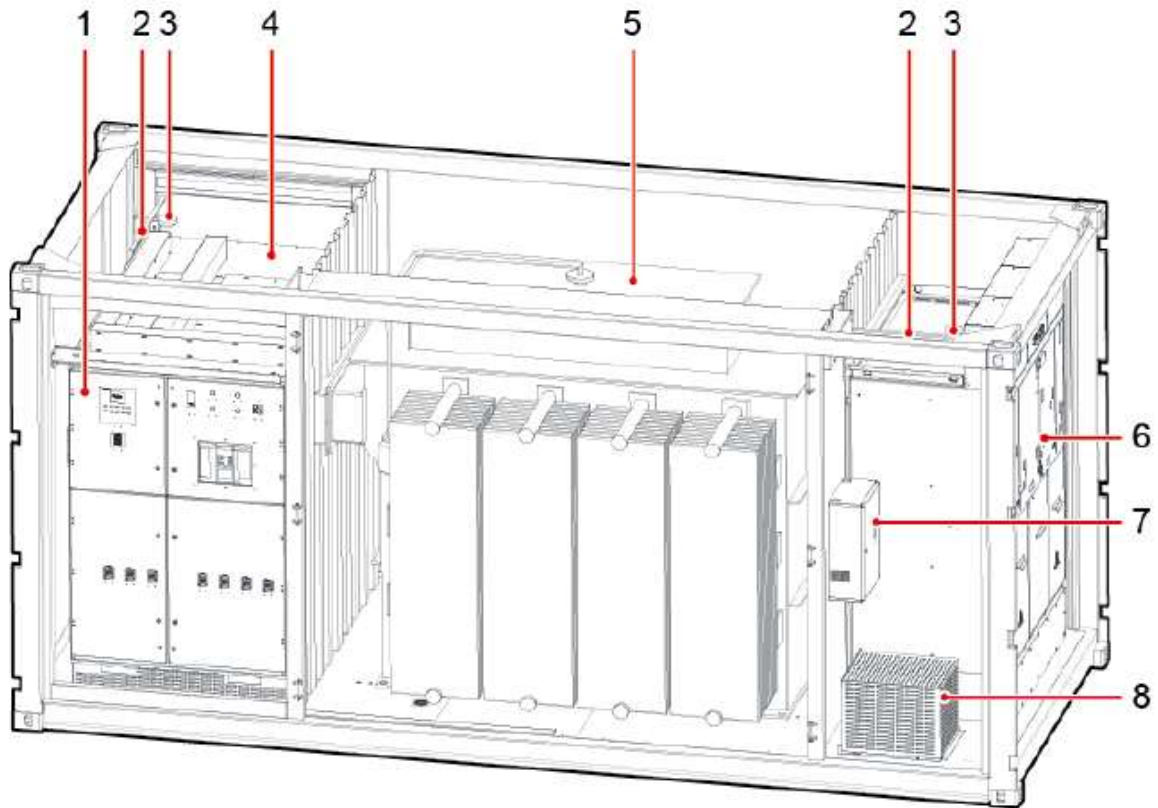


- |  |                              |
|--|------------------------------|
| (A) Low-voltage room (LV)                                  | (B) Transformer room (TR)    |
| (C) Installation position for the distributed power system | (D) Medium-voltage room (MV) |
| (E) Installation position for the smart array controller   |                              |



- |  |                           |                                  |
|--|---------------------------|----------------------------------|
| (1) Low-voltage room double door         | (2) Low-voltage cabinet B | (3) Low-voltage room single door |
| (4) Transformer double-swing screen door | (5) Transformer           | (6) Ring main unit               |
| (7) Medium-voltage room double door      | (8) Auxiliary transformer | (9) Low-voltage cabinet A        |





IV04W00037

(1) Low-voltage cabinet A

(2) Light

(3) Smoke sensor

(4) Low-voltage cabinet B

(5) Transformer

(6) Ring main unit

(7) Power distribution box

(8) Auxiliary transformer

## 8 DIMENSIONAMENTO E VERIFICA IMPIANTI BT

Al fine di poter collettare l'energia prodotta dai campi e poterla immettere in rete, il progetto dell'impianto fotovoltaico prevede una serie di opere accessorie, che nel loro complesso vengono indicate come impianto di connessione a rete.

### 8.1 TIPOLOGIA DI IMPIANTO

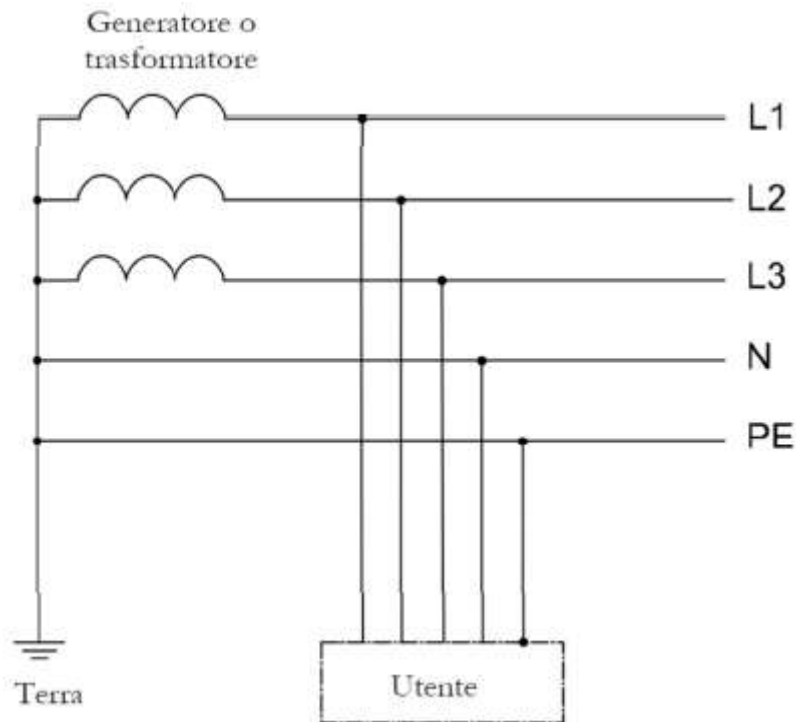
L'impianto elettrico da realizzare rientra tra gli impianti di prima categoria (classificazione CEI 64-8 Art 21.1 – distribuzione e utenze in c.a. con tensione nominale minore di 1000V) e prevede la realizzazione di cabina di trasformazione propria con sistema TN-S.

In base all'art.413.1.3 della sopracitata normativa si è attuata la protezione contro i contatti indiretti prevista per il sistema TN-S.

L'impianto TN-S (CEI 64-8 Art. 312.2) è definito nel seguente modo:

- T collegamento diretto a terra di un punto del sistema elettrico (nel caso in particolare il neutro);
- N collegamento delle masse al punto del sistema elettrico collegato a terra;
- S conduttori di neutro e protezione separati.

Lo schema di connessione è mostrato nella figura seguente.



Nel rispetto di quanto sopra si opererà in base a quanta di seguito descritto.

Il centro stella del trasformatore, il conduttore di neutro, il conduttore di protezione ed il conduttore di terra saranno collegati ad un unico collettore di terra (piastra metallica in rame o in ferro).

Per realizzare una corretta protezione contra i contatti indiretti, in accordo alla norma CEI 64-8/ 4, occorre rispettare la seguente relazione:

$$I \leq \frac{U_0}{Z_g}$$

Dove:

- $U_0$ : Tensione nominale verso terra dell'impianto in Volt;
- $Z_g$ : impedenza totale del circuito di guasto, che comprende la sorgente, il conduttore attivo fino al punto dove si verifica il guasto e il tratto del conduttore di protezione PE tra il punto del guasto e la sorgente (valore in ohm);
- $I$ : valore della corrente d'intervento entro 5 sec. del dispositivo di protezione (valore in Ampere).

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

In pratica (verificate le Icc minime verso terra), per soddisfare questa condizione nei quadri elettrici dell'impianto sono previsti degli interruttori automatici di tipo magnetotermico con intervento istantaneo, a protezione di tutti i circuiti in partenza dai quadri elettrici. Inoltre, in tutti i circuiti terminali sono stati previsti interruttori automatici ad intervento differenziale ad alta sensibilità, al fine di ottenere una protezione addizionale contro i contatti diretti.

## **8.2 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI**

La protezione contro i contatti diretti ha lo scopo di proteggere le persone dalle conseguenze di contatti con parti elettricamente attive, che sono in tensione durante il normale esercizio dell'impianto.

Essa può essere realizzata mediante l'isolamento delle parti attive e mediante involucri o barriere, al fine di realizzare una protezione totale, o mediante ostacoli e distanziamento, al fine di fornire una protezione parziale. In aggiunta ad esse, può essere realizzata una protezione addizionale mediante l'utilizzo di interruttori differenziali con corrente differenziale nominale di valore non superiore a 30mA.

La norma CEI 64-8, prescrive che a tutti i componenti dell'impianto sia applicata una misura di protezione contro i contatti diretti. Nel caso in esame, trattandosi d'impianti accessibili anche a persone non aventi conoscenze tecniche o esperienza sufficiente a evitare i pericoli dell'elettricità (persone non addestrate), è necessario adottare le misure di protezione totale citate in precedenza.

### **8.2.1 Isolamento delle parti attive**

Le parti che sono normalmente in tensione devono essere ricoperte completamente da un isolamento non rimovibile, se non per distruzione dello stesso, rispondente ai requisiti richiesti dalle norme di fabbricazione del relativo componente. L'isolamento deve resistere agli sforzi meccanici, chimici, elettrici e termici che possono manifestarsi durante il normale funzionamento dell'impianto. Considerando, per esempio, un cavo elettrico, si dovrà provvedere alla sua protezione da calpestii, strappi, surriscaldamenti, ecc. nel caso che questi possano verificarsi durante l'esercizio, mediante le appropriate modalità di posa.

Se l'isolamento è applicato durante l'installazione del componente, la sua efficacia deve essere equivalente a quella di analoghi componenti costruiti in fabbrica.

### **8.2.2 Protezione mediante involucri e barriere**

E' evidente che vi sono delle parti attive, come i morsetti, gli interruttori di sezionamento, i quadri elettrici, ecc... che devono essere accessibili e non possono essere completamente isolate. In questi casi la protezione può essere effettuata tramite involucri e barriere.

Gli involucri assicurano un determinato grado di protezione contro la penetrazione di corpi solidi o liquidi, mentre le barriere sono degli elementi che assicurano un determinato grado di protezione contro i contatti diretti solo lungo le normali direzioni d'accesso.

Il grado minimo di protezione richiesto dalla norma CEI 64-8 è IP2X, ossia protetto dai corpi solidi di dimensioni superiori a 12 mm, o IPXXB, ossia inaccessibilità al dito di prova. Per le superfici superiori di involucri orizzontali a portata di mano è richiesto un grado di protezione minimo IP 4X,

corrispondente alla protezione contro corpi solidi di dimensioni superiori a 1 mm, o IPXXD, ossia inaccessibilità al filo di prova di 1 mm. Questa regola non si applica a quei componenti che, per la loro specifica funzione, non ammettono il grado di protezione richiesto, come i portalampade e certi tipi di portafusibili.

Se la protezione è realizzata durante l'installazione sul posto, è richiesta una distanza minima fra le barriere o involucri e le parti attive di almeno 40 mm.

In base all'art. 412.5 della norma 64-8, è stata inoltre prevista la protezione addizionale contro i contatti indiretti mediante l'uso d'interruttori differenziali con corrente d'intervento non superiore a 30 mA in tutti i circuiti terminali previsti.

### 8.3 CRITERIO DI STIMA DELL'ENERGIA PRODOTTA

L'energia generata dipende:

- dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);
- dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);
- da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;
- dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;
- dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante la seguente formula:

$$\text{Totale perdite [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

Per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione;
- Perdite per ombreggiamento;
- Perdite per mismatching;
- Perdite per effetto della temperatura;
- Perdite nei circuiti in continua;
- Perdite negli inverter;
- Perdite nei circuiti in alternata.

Per il calcolo dettagliato dell'energia producibile dall'impianto, si rimanda alla specifica relazione sulla producibilità dell'impianto.

### 8.4 DATI PRINCIPALI

Come già rappresentato precedentemente, il generatore fotovoltaico è suddiviso in n.18 campi di potenza variabile come di seguito indicato:

LOTTO	CAMPO	Potenza Moduli [kWp]
NORD	STS 1	6.512,40
	STS 2	6.512,40
	STS 3	6.512,40
	STS4	5.354,64
	STS 5	6.512,40
	STS 6	6.512,40
	STS 7	5.189,82
	STS 8	6.512,40
	STS 9	6.512,40
	STS 10	6.512,40
	STS 11	5.586,46
	STS 12	6.512,40
	STS 13	6.512,40
	STS 14	6.512,40
	STS 15	6.512,40
SUD	STS 16	6.512,40
	STS 17	6.512,40
	STS 18	6.512,40
<b>Potenza Totale [kWp]</b>		<b>113.816,92</b>

I moduli verranno installati su apposite strutture fisse in acciaio zincato fondate su pali infissi e/o trivellati nel terreno.

La scelta dei materiali utilizzati per le strutture conferisce alla struttura di sostegno robustezza e una vita utile di gran lunga superiore ai 20 anni, tempo di vita minimo stimato per l'impianto di produzione.

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale complessiva pari a 113.816,92 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni di prova standard (STC), ossia considerando un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup>, con distribuzione dello spettro solare di riferimento (massa d'aria AM 1,5) e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

Il generatore è composto complessivamente da 169.876 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino, collegati in serie da 30 moduli così da formare gruppi di moduli denominati stringhe, la cui corrente vengono raccolte da inverter modulari da 185 kW (630 in totale).

L'impianto fotovoltaico nel suo complesso sarà quindi suddiviso in 18 campi di potenza variabile; le stringhe di ogni campo verranno attestate in gruppi di 9 negli inverter, i quali saranno a loro volta collegati a gruppi di 9 presso degli appositi Combiner-Box, dove avviene il parallelo degli inverter.

Da tali Combiner-Box si dipartono le linee di collegamento verso i quadri di bassa tensione delle Smart Transformer Station, dove avviene la trasformazione da bassa tensione a media tensione, a 30kV.

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 1	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 2	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 3	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS4	30	7.992	6.000	5.550	5.354,64	0,965
	STS 5	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 6	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 7	29	7.746	6.000	5.365	5.189,82	0,967
	STS 8	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 9	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 10	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 11	31	8.338	6.000	5.735	5.586,46	0,974
	STS 12	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 13	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 14	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 15	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
SUD	STS 16	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 17	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
	STS 18	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978
TOTALI		<b>630</b>	<b>169.876</b>	<b>108.000</b>	<b>116.550</b>	<b>113.816,92</b>	<b>0,977</b>

## 8.5 CRITERIO DI VERIFICA ELETTRICA

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-00 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

### Tensioni MPPT

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 60 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ( $V_{mppt\ min}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a 0 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ( $V_{mppt\ max}$ ).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

### Tensione Massima

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

### Tensione Massima Modulo

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a 0 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

### Corrente Massima

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

### Dimensionamento

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico ad esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

## 8.6 VERIFICHE ELETTRICHE

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

<b>Tensioni MPPT</b>	
$V_m$ a 60°C maggiore di $V_{mppt\ min}$ :	VERIFICATO
$V_m$ a 0°C minore di $V_{mppt\ max}$ :	VERIFICATO
<b>Tensione Massima</b>	
$V_{oc}$ a 0°C inferiore a $V_{in\ inverter}$ :	VERIFICATO
<b>Tensione Massima Modulo</b>	
$V_{oc}$ a 0°C inferiore a $V_{max\ sistema}$ :	VERIFICATO
<b>Corrente Massima</b>	
$I_{sc}$ a 60°C inferiore a $I_{in\ max\ inverter}$ :	VERIFICATO

Segue il dettaglio della verifica dei parametri di funzionamento di ciascun campo:

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.1 Campo STS 1

Il campo denominato STS 1 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 1	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.2 Campo STS 2

Il campo denominato STS 2 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 2	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO



	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.3 Campo STS 3

Il campo denominato STS 3 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 3	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.4 Campo STS 4

Il campo denominato STS 4 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 4	30	7.992	6.000	5.550	5.351,64	0,965

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.5 Campo STS 5

Il campo denominato STS 5 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 5	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.6 Campo STS 6

Il campo denominato STS 6 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 6	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.7 Campo STS 7

Il campo denominato STS 7 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 7	29	7.746	6.000	5.365	5.189,82	0,967

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.8 Campo STS 8

Il campo denominato STS 8 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 8	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.9 Campo STS 9

Il campo denominato STS 9 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 9	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.10 Campo STS 10

Il campo denominato STS 10 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 10	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.11 Campo STS 11

Il campo denominato STS 11 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 11	31	8.338	6.000	5.735	5.586,46	0,974

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.12 Campo STS 12

Il campo denominato STS 12 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 12	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.13 Campo STS 13

Il campo denominato STS 13 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 13	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO


### 8.6.14 Campo STS 14

Il campo denominato STS 14 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 14	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.15 Campo STS 15

Il campo denominato STS 15 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 15	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.16 Campo STS 16

Il campo denominato STS 16 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 16	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

### 8.6.17 Campo STS 17

Il campo denominato STS 17 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 17	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO

### 8.6.18 Campo STS 18

Il campo denominato STS 18 risulta così composto:

LOTTO	CAMPO	N. Inverter	N. Moduli fotovoltaici	Potenza Transformer Station [kVA]	Potenza Inverter [kVA]	Potenza Moduli [kWp]	Rapporto dc/ac
NORD	STS 18	36	9.720	6.000	6.660	6.512,40	0,978

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (0 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (60 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

Tensioni MPPT		
V <sub>m</sub> a 60°C maggiore di V <sub>mppt</sub> min:	963 V > 500 V	VERIFICATO
V <sub>m</sub> a 0°C minore di V <sub>mppt</sub> max:	1.209 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>in</sub> inverter:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Tensione Massima Modulo		
V <sub>oc</sub> a 0°C inferiore a V <sub>max</sub> sistema:	1.460 V < 1.500 V	VERIFICATO
Corrente Massima		
I <sub>sc</sub> a 60°C inferiore a I <sub>in</sub> max inverter:	172 A < 234 A	VERIFICATO



	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

## 9 DIMENSIONAMENTO E VERIFICA LINEE MT

Nel presente capitolo si riportano i calcoli effettuati sull'impianto fotovoltaico in progetto, al fine di effettuare la verifica delle perdite di trasmissione e del carico delle singole linee nelle condizioni di massima produzione.

### 9.1 NORMATIVA E DOCUMENTAZIONE DI RIFERIMENTO

Per la redazione della presente relazione sono stati utilizzati i seguenti documenti di riferimento:

- Catalogo cavi MT;
- Norma CEI 99-3 "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore ad 1kV in c. a.";
- Norme CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo";
- Norma CEI 20-21 "Cavi Elettrici – Calcolo della portata di corrente".

### 9.2 CRITERI DI DIMENSIONAMENTO

Il dimensionamento dei cavi è stato fatto tenendo conto delle seguenti disposizioni, tratte dalla norma CEI 11-17):

- Caduta di tensione lungo la linea minore del 5%;
- Perdite di potenza minori del 4%.

Una volta determinata la sezione dei singoli cavi in funzione delle specifiche appena riportate, si procederà ad effettuare la verifica termica, attraverso il calcolo delle correnti di corto circuito previste e la verifica della tenuta termica dei cavi.

#### 9.2.1 Calcolo delle cadute di tensione

Per il calcolo delle cadute di tensione sui singoli cavi, si è tenuto conto dei parametri longitudinali dei cavi, della potenza attiva transitante e di quella reattiva, attraverso la formula:

$$\Delta V = \frac{(P \times R + Q \times X)}{V^2}$$

Dove:

- P: potenza attiva transitante;
- Q: potenza reattiva, calcolata considerando un fattore di potenza pari a 0,95;
- R: resistenza di fase del cavo, pari alla resistenza unitaria per la lunghezza del cavo;
- X: reattanza longitudinale di fase del cavo, pari alla reattanza unitaria per la lunghezza del cavo;
- V: tensione di esercizio del cavo (30 kV).

#### 9.2.2 Calcolo delle perdite di potenza

Per il calcolo delle perdite di potenza per effetto Joule sarà utilizzata la formula:

$$P = 3 \times R \times I^2$$

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

Dove:

- R: resistenza longitudinale del cavo;
- I: corrente transitante.

### 9.3 CALCOLO DELLE PORTATE

Per la determinazione della portata dei cavi sarà applicato il metodo descritto dalla tabella CEI-UNEL 35026 e dalla norma CEI 11-17.

A partire dalla portata nominale del cavo, si calcola la portata effettiva sulla base di un fattore correttivo:

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

- $I_z$ : portata effettiva del cavo;
- $I_0$ : portata nominale dichiarata dal fabbricante, per posa interrata a 20°C;
- $K_1$ : fattore di correzione per temperature del terreno diverse da 20°C;
- $K_2$ : fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati sullo stesso piano;
- $K_3$ : Fattore di correzione per profondità di interramento diversa da 0,8 m;
- $K_4$ : fattore di correzione per resistività termica diversa da 1,5 k\*m/W.

#### 9.3.1 Dati tecnici del cavo MT

Tutti i cavi di cui si farà utilizzo saranno a norma IEC 60502-2. Si tratta di cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio lungo la tratta interrata, mentre in formazione piana lungo le brevi tratte di posa in passerella e/o canale metallico.

Ai fini del dimensionamento, si è tenuto conto di cavi di tipologia ARP1H5E 18/30 kV o equivalente; sono cavi unipolari da posare in formazione a trifoglio con conduttori in alluminio, congiunti in maniera da formare un unico fascio di forma rotonda.

L'isolante dei cavi è costituito da miscela in HPTE con interposizione di uno strato di miscela semiconduttrice tra l'isolante ed il conduttore. Sopra l'isolante è posto uno strato per la tenuta all'acqua, consistente in un nastro semiconduttore. Il cavo presenta uno schermo metallico realizzato con nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Sopra lo schermo metallico sono presenti due differenti strati di protezione in guaina protettiva in polietilene. La tensione nominale dei cavi è pari a 30kV.

**Conduttore di alluminio / Aluminium conductor - ARP1H5E**

sezione nominale	diametro conduttore	diametro sull'isolante	diametro esterno nominale	massa indicativa del cavo	raggio minimo di curvatura
conductor cross-section	conductor diameter	diameter over insulation	nominal outer diameter	approximate weight	minimum bending radius
(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(mm)

sezione nominale	portata di corrente in aria	posa interrata a trifoglio p=1 °C m/W	posa interrata a trifoglio p=2 °C m/W
conductor cross-section	open air installation	underground installation p=1 °C m/W	underground installation trefoil p=2 °C m/W
(mm <sup>2</sup> )	(A)	(A)	(A)

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

50	8,2	18,0	25	520	350
70	9,7	19,1	26	590	370
95	11,4	20,6	28	690	400
120	12,9	22,1	29	810	410
150	14,0	23,4	31	910	440
185	15,8	25,6	33	1070	470
240	18,2	27,8	35	1280	490
300	20,8	31,0	39	1530	550
400	23,8	34,2	42	1890	590
500	26,7	37,1	45	2280	630
630	30,5	41,5	50	2830	700

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

50	196	182	136
70	244	224	167
95	298	268	200
120	345	306	228
150	390	341	255
185	451	387	289
240	536	450	336
300	620	509	380
400	726	583	435
500	846	665	495
630	985	756	565

**Dati costruttivi / Construction charact. - 18/30 kV**

50	8,2	24,8	32	800	450
70	9,7	25,1	32	850	450
95	11,4	26,0	33	940	470
120	12,9	26,9	34	1020	480
150	14,0	27,6	35	1110	490
185	15,8	29,0	37	1250	520
240	18,2	31,4	39	1480	550
300	20,8	34,6	43	1760	610
400	23,8	37,8	46	2140	650
500	26,7	40,9	49	2560	690
630	30,5	45,5	54	3150	760

**Caratt. elettriche / Electrical charact. - 18/30 kV**

50	197	180	134
70	246	221	165
95	299	265	198
120	346	303	226
150	391	339	253
185	451	385	287
240	534	447	334
300	618	506	378
400	723	580	433
500	840	661	494
630	978	752	562

Considerate le diverse portate del cavo nelle differenti modalità di posa, ai fini del calcolo si terrà conto delle condizioni peggiorative, ossia quelle relative al tratto con posa interrata, intendendosi con esse verificate anche le altre condizioni di posa aventi parametri di calcolo migliorativi rispetto al caso in esame.

### 9.3.2 Temperatura del terreno

Al fine di un corretto dimensionamento, occorre tenere conto della temperatura del terreno effettiva, diversa da quella STC di riferimento (20°).

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella che segue:

	Cavi con isolamento in HPTE			
Temperatura ambiente	15 °C	20 °C	25 °C	30 °C
Coefficiente	1,04	1,00	0,96	0,93

Si assume il fattore correttivo **K<sub>1</sub> = 0,96**.

### 9.3.3 Numero di terne per sezione di scavo

A scopo cautelativo, si è preso quale valore di riferimento quello pari al numero massimo di cavi presenti in parallelo lungo tutta la tratta, ottenendo così un margine di sovradimensionamento rispetto alle effettive condizioni di esercizio. In particolare, si considera la compresenza di n.1/2/3/4/5/6 terne

	Committente: <b>PV HELIOS S.R.L.</b>	Data: <b>Ottobre 2021</b>
--	---	------------------------------

di cavi MT all'interno della medesima sezione di scavo, posati direttamente interrati, come da sezioni tipo allegate al progetto.

Sulla base di ciò, sono stati applicati i seguenti fattori correttivi  $K_2$

	Distanza fra i circuiti 0,25 m					
<b>N. Circuiti</b>	1	2	3	4	5	6
<b>Coefficiente</b>	1,00	0,90	0,80	0,75	0,70	0,70

#### 9.3.4 Profondità di posa

In generale, per tutte le linee elettriche MT, si prevede la posa dei cavi direttamente interrati, ad una profondità di 0,80 m dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Si farà pertanto uso di un fattore correttivo come riportato nella tabella seguente:

	Profondità di posa			
<b>Profondità di posa (m)</b>	0,8	1,0	1,1	1,2
<b>Coefficiente</b>	1,00	0,98	0,97	0,96

Si assume il fattore correttivo  $K_3 = 1,00$ .

#### 9.3.5 Resistività termica del terreno

In generale, per tutte le linee elettriche, si considera la posa in terreno asciutto (condizione più gravosa) con una resistività termica del terreno pari a 1,5 K\*m/W.

Pertanto, non si applica alcun fattore correttivo e si utilizzerà  $K_4 = 1$ .

#### 9.3.6 Tabulati di calcolo

Le tabelle che seguono riportano il dimensionamento delle linee elettriche in cavo interrato MT. I valori di portata indicati per i cavi tengono conto dei fattori correttivi introdotti nei paragrafi precedenti.

LINEA MT	PARTENZA	ARRIVO	Lunghezza [m]	Potenza [kVA]	Corrente nominale [A]	Sezione Cavo [mmq]	Portata cavo [A]	Circuiti nella sezione di scavo	Correttivo portata cavo K	Portata cavo corretta [A]	Verifica portata cavo [%]	Caduta di tensione [V]	Caduta di tensione cumulata [V]	Caduta di tensione cumulata [%]	Perdita di Potenza [kW]	Perdita di Potenza cumulata [kW]	Perdita di Potenza cumulata [%]
D1	STS 1	STS 2	350	6.512	125,3	50	180	1	0,96	172,8	72,53%	45,59	45,59	0,15%	9,90	9,90	0,15%
D1	STS 3	STS 2	520	6.512	125,3	50	180	1	0,96	172,8	72,53%	67,73	67,73	0,23%	14,70	14,70	0,23%
D1	STS 2	MTR - SEU	1.550	19.537	376,0	630	752	6	0,67	505,3	74,40%	48,07	115,80	0,39%	31,30	46,01	0,24%
D2	STS 4	STS 5	230	5.355	103,1	50	180	2	0,86	155,5	66,26%	24,63	24,63	0,08%	4,40	4,40	0,08%
D2	STS 5	STS 6	280	11.867	228,4	185	385	2	0,86	332,6	68,66%	17,96	42,59	0,14%	7,10	11,50	0,10%
D2	STS 6	MTR - SEU	950	18.379	353,7	630	752	6	0,67	505,3	69,99%	27,72	70,31	0,23%	16,98	28,48	0,15%
D3	STS 8	STS 9	300	6.512	125,3	50	180	1	0,96	172,8	72,53%	39,07	39,07	0,13%	8,48	8,48	0,13%
D3	STS 9	STS 10	240	13.025	250,7	185	385	1	0,96	369,6	67,82%	16,90	55,97	0,19%	7,34	15,82	0,12%
D3	STS 10	MTR - SEU	160	19.537	376,0	630	752	6	0,67	505,3	74,40%	4,96	60,93	0,20%	3,23	19,05	0,10%
D4	STS 11	STS 12	330	5.586	107,5	50	180	1	0,96	172,8	62,22%	36,87	36,87	0,12%	6,87	6,87	0,12%
D4	STS 12	STS 7	160	12.099	232,8	185	385	3	0,77	295,7	78,75%	10,46	10,46	0,03%	4,22	4,22	0,03%
D4	STS 7	MTR - SEU	570	17.289	332,7	630	752	6	0,67	505,3	65,84%	15,64	52,51	0,18%	9,01	15,88	0,09%
D5	STS 15	STS 14	450	6.512	125,3	50	180	1	0,96	172,8	72,53%	58,61	58,61	0,20%	12,72	12,72	0,20%
D5	STS 14	STS 13	340	13.025	250,7	185	385	2	0,86	332,6	75,36%	23,94	23,94	0,08%	10,39	10,39	0,08%
D5	STS 13	MTR - SEU	680	19.537	376,0	630	752	6	0,67	505,3	74,40%	21,09	79,70	0,27%	13,73	26,46	0,14%
D6	STS 18	STS 17	250	6.512	125,3	50	180	1	0,96	172,8	72,53%	32,56	32,56	0,11%	7,07	7,07	0,11%
D6	STS 17	STS 16	550	13.025	250,7	185	385	1	0,96	369,6	67,82%	38,72	71,28	0,24%	16,81	23,88	0,18%
D6	STS 16	MTR - SEU	1.400	19.537	376,0	630	752	6	0,67	505,3	74,40%	43,42	114,70	0,38%	28,27	52,15	0,27%