

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA DI FOGGIA  
**COMUNE DI APRICENA**

LOCALITÀ POZZILLI

Oggetto:

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 43.44 MW E POTENZA DI IMMISSIONE 39.49 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE**

Sezione:

**SEZIONE H - ELABORATI PROGETTUALI SISTEMA ELETTRICO**

Elaborato:

**H.05 RELAZIONE DI CALCOLO PRELIMINARE DEGLI IMPIANTI**

Nome file stampa:

**FV.APR01.PD.H.05.pdf**

Codifica Regionale:

JP2Q8P5\_RelazioneCalcoloImpianti

Scala:

Formato di stampa:

**A4**

Nome elaborato:

**FV.APR01.PD.H.05**

Tipologia:

**R**

Proponente:

**E-WAY TERRA S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 17171431004



**EWAY  
TERRA**srl

**E WAY TERRA SRL**  
P.zza San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 Roma  
CF/PI 17171431004  
PEC:e-wayterra@legalmail.it

Progettazione:

**E-WAY TERRA S.r.l.**

Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4

00186 ROMA (RM)

P.IVA. 17171431004



**EWAY  
TERRA**srl



CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.APR01.PD.H.05	00	10/2023	A.Bottone	A.Bottone	A.Bottone

E-WAY TERRA S.r.l.

Sede legale  
Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4  
00186 ROMA (RM)  
PEC: e-wayterra@legalmail.it tel. +39 0694414500



**INDICE**

<b>1</b>	<b>PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2</b>	<b>RIFERIMENTI NORMATIVI</b> .....	<b>5</b>
<b>3</b>	<b>DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'OPERA</b> .....	<b>6</b>
<b>4</b>	<b>GENERATORE FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>10</b>
4.1	Layout e configurazione campo PV (lato DC).....	13
4.2	Dimensionamento cavi DC.....	22
<b>5</b>	<b>Gruppo di conversione e trasformazione</b> .....	<b>26</b>
<b>6</b>	<b>Linee di interconnessione AT interne</b> .....	<b>29</b>
6.1	Tipologia Cavi.....	31
6.2	Tipologia Posa.....	32
<b>6.3</b>	<b>DIMENSIONAMENTO CAVI AT</b> .....	<b>34</b>
6.3.1	Wps1_ps2.....	35
6.3.2	Wps2_CR.....	36
6.3.3	Wps3_ps4.....	37
6.3.4	Wps4_CR.....	38
6.3.5	Wps5_CR.....	39
6.3.6	Wps6_ps7.....	40
6.3.7	Wps7_CR.....	41
6.3.8	RIEPILOGO tratte interne .....	43
<b>7</b>	<b>Cabina di raccolta e smistamento</b> .....	<b>44</b>
7.1	Sala quadri MT .....	45
7.2	Locale Trasformatore S.A. e locale misura.....	46
7.3	Locale Gruppo elettrogeno .....	47
7.4	Control Room e sistemi di comunicazione con TSO .....	47
<b>8</b>	<b>Linea di interconnessione AT esterna</b> .....	<b>49</b>
<b>9</b>	<b>RIEPILOGO</b> .....	<b>52</b>

## INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1 Inquadramento Generale su IGM .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 2 Inquadramento Generale su ortofoto .....</i>	<i>7</i>
<i>Figura 3. Layout Impianto PV (CAMPI) .....</i>	<i>8</i>
<i>Figura 4 Schema unifilare .....</i>	<i>9</i>
<i>Figura 5 Coordinate geografiche luogo installazione (PVGIS) .....</i>	<i>10</i>
<i>Figura 6 Anno meteorologico tipico (temperature aria) .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 7 Temperatura aria massima .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 8 Temperatura aria minima .....</i>	<i>11</i>
<i>Figura 9 Temperatura aria media .....</i>	<i>12</i>
<i>Figura 10 Coordinamento inverter-moduli .....</i>	<i>16</i>
<i>Figura 11 Collegamento elettrico LATO DC .....</i>	<i>22</i>
<i>Figura 12 Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series"(tipologico) .....</i>	<i>26</i>
<i>Figura 13 Schema elettrico Power Station tipologico .....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 14. "Entra esce" della PS .....</i>	<i>27</i>
<i>Figura 15 Configurazione "entra-esce" delle PS .....</i>	<i>28</i>
<i>Figura 16 Tratte interne AT "36kV" .....</i>	<i>29</i>
<i>Figura 17 Cavo unipolare ARE4H5E 20,8/36 kV .....</i>	<i>31</i>
<i>Figura 18: Modalità di Posa (CEI 11-17) .....</i>	<i>32</i>
<i>Figura 19 Sezione scavo per cavi direttamente interrati (prof. posa 1,25m) .....</i>	<i>33</i>
<i>Figura 20 Layout della CR (pianta e sezione) .....</i>	<i>44</i>
<i>Figura 21 Quadri MT (tipologico) .....</i>	<i>45</i>
<i>Figura 22 Locale trasformatore S.A. e locale misura .....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 23 Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata .....</i>	<i>46</i>
<i>Figura 24 Locale GE .....</i>	<i>47</i>
<i>Figura 25 Control ROOM .....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 26 Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico .....</i>	<i>48</i>
<i>Figura 27 Tratta esterna AT "36kV" .....</i>	<i>49</i>

## INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1 Criteri ambientali di progetto</i> .....	12
<i>Tabella 2 Datasheet modulo (tipologico)</i> .....	13
<i>Tabella 3 Datasheet inverter (tipologico)</i> .....	15
<i>Tabella 4 Caratteristiche elettriche del modulo a <math>T_{amb_{min}}</math></i> .....	17
<i>Tabella 5 Caratteristiche elettriche della stringa a <math>T_{amb_{min}}</math></i> .....	17
<i>Tabella 6 Caratteristiche elettriche del modulo a <math>T_{amb_{max}}</math></i> .....	18
<i>Tabella 7 Caratteristiche elettriche della stringa a <math>T_{amb_{max}}</math></i> .....	18
<i>Tabella 8 Riepilogo coordinamento moduli-inverter (tipologico)</i> .....	20
<i>Tabella 9 Datasheet quadri di campo – QdS (tipologico)</i> .....	21
<i>Tabella 10 Caratteristiche elettriche cavo solare “H1Z2Z2-K”</i> .....	22
<i>Tabella 11 Caratteristiche elettriche cavo BT “FG16R16”</i> .....	23
<i>Tabella 12 Tensioni del generatore fotovoltaico</i> .....	23
<i>Tabella 13 Dati costruttivi “cavo di stringa”</i> .....	25
<i>Tabella 14 Dati costruttivi “cavo QdS”</i> .....	25
<i>Tabella 15 Elenco tratte elettriche di progetto (interne al campo PV)</i> .....	30
<i>Tabella 16 Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 20,8/36 kV</i> .....	31
<i>Tabella 17 Riepilogo tratte interne</i> .....	43
<i>Tabella 18 Caratteristiche meccaniche cavi</i> .....	43
<i>Tabella 19 Tratta elettrica di progetto (esterna al campo)</i> .....	49
<i>Tabella 20 Caratteristiche meccaniche cavo per tratta esterna</i> .....	51
<i>Tabella 21 Riepilogo tratte in cavo dell’intero impianto</i> .....	52

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	4 di 54

## 1 PREMESSA

IL PRESENTE ELABORATO È RIFERITO AL PROGETTO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO, SITO IN APRICENA (FG), LOCALITÀ POZZILLI.

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza installata pari a 43,44 MW e una potenza nominale di 39,49 MW e presenta la seguente configurazione:

1. Un generatore fotovoltaico suddiviso in 7 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici bifacciali aventi potenza unitaria pari a 710 Wp cadauno ed installati su strutture ad inseguimento solare mono-assiali (tracker);
2. Una stazione integrata per la conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta "Power Station" per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una Cabina di Raccolta e Misura;
4. Elettrodotto interno in cavo interrato per l'interconnessione delle Power Station di cui al punto 2, con la Cabina di Raccolta e Misura;
5. Elettrodotto esterno in cavo interrato per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "San Severo – Serracapriola", previa realizzazione di due elettrodotti RTN a 150 kV tra la futura SE RTN suddetta e un futuro ampliamento della SE RTN di Trasformazione a 380/150 kV di Rotello.

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Terra S.R.L., avente sede legale in Piazza di San Lorenzo in Lucina, 4 – 00186 Roma (RM), P.IVA 17171431004

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	5 di 54

## 2 RIFERIMENTI NORMATIVI

- CEI 0-16; V2 (2023-05) “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione, distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”;
- CEI 11-60 (2002-06) “Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne con tensione maggiore di 100 kV”;
- CEI 20-13 e varianti (IEC 60502) Cavi per energia isolati con mescola elastomerica con e senza particolari caratteristiche di reazione al fuoco rispondenti al Regolamento Prodotti da Costruzione (CPR) - Tensioni nominali da U0/U 0,6/1 a U0/U 18/30 kV in c.a.;
- CEI 20-21 “Calcolo della portata di corrente” (IEC 60287);
- CEI 20-91 “Cavi elettrici per impianti fotovoltaici” (CEI EN 50618);
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV;
- CEI 82-22 “Requisiti per la marcatura e la documentazione dei moduli fotovoltaici” (CEI EN 50380);
- CEI 82-25 (2010) “Guida alla progettazione, realizzazione e gestione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione”;
- CEI 82-91 “Dispositivi fotovoltaici Parte 1-2: Misura delle caratteristiche corrente-tensione di dispositivi fotovoltaici (FV) bifacciali” (CEI IEC/TS 60904-1-2);
- CEI-UNEL 00721 “Colori di guaina dei cavi elettrici”;
- CEI-UNEL 00722 “Identificazione delle anime dei cavi”;
- CEI-UNEL 35027 “Cavi di energia per tensione nominale U da 1 kV a 30 kV Portate di corrente in regime permanente - Posa in aria ed interrata”;
- CEI-UNEL 35024/1 e CEI-UNEL 35024/2 e Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1 000 V in corrente alternata e a 1 500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata;
- Codice di rete **Terna** e relativi allegati;
- Deliberazione ARG/elt 99/08 e s.m.i. – “TESTO INTEGRATO DELLE CONDIZIONI TECNICHE ED ECONOMICHE PER LA CONNESSIONE ALLE RETI CON OBBLIGO DI CONNESSIONE DI TERZI DEGLI IMPIANTI DI PRODUZIONE (**TESTO INTEGRATO DELLE CONNESSIONI ATTIVE – TICA**)”.

### 3 DESCRIZIONE E CARATTERISTICHE DELL'OPERA

Oggetto del presente studio è la descrizione dei criteri di calcolo dell'impianto elettrico necessario per l'interconnessione dell'impianto Agro-Fotovoltaico alla RTN.

La Soluzione Tecnica Minima Generale alla RTN prevede che la centrale venga collegata in antenna a 36 kV su una futura Stazione Elettrica (SE) della RTN da inserire in entra-esci alla linea RTN a 150 kV "San Severo – Serracapriola".

Avendo a disposizione la sezione a 36 kV nella nuova SE, non ci sarà bisogno di una SE Utente da condividere con altri produttori per la connessione ad uno stallo AT Terna.

**La tecnologia relativa alle opere previste in progetto (moduli fotovoltaici ed inverter), e adottate per il dimensionamento del campo Agro-Fotovoltaico sono da intendersi come indicative e tipologiche.**

**In fase esecutiva potranno di fatto essere adottati elementi tecnologici di fornitori differenti da quelli indicati, con caratteristiche comunque non dissimili a quelle proposte.**

**La relazione tratterà e analizzerà dettagliatamente le seguenti parti:**

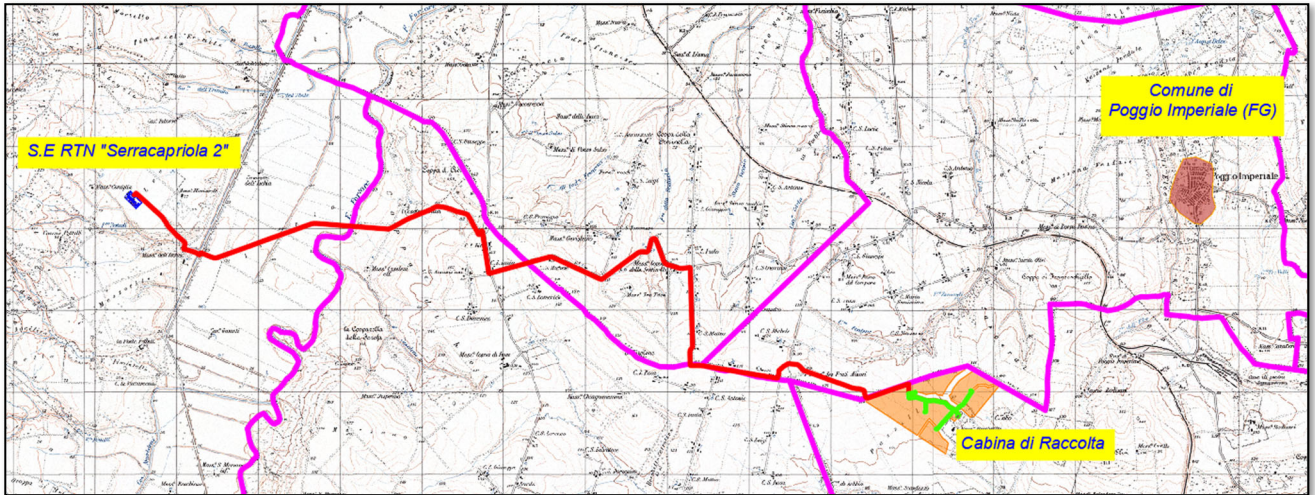
- a. Generatore fotovoltaico (lato DC) = accoppiamento moduli ed inverter, linee in cavo DC interne al campo;
- b. Gruppo di conversione e trasformazione = caratteristiche elettriche e meccaniche delle power station (PS);
- c. Linee di interconnessione AT interne (36 kV) = linee in cavo interrato in AT interne al campo;
- d. Cabina di raccolta e smistamento = pianta e sezione con apparecchiature elettromeccaniche;
- e. Linea di interconnessione AT esterna (36kV) = linea in cavo interrato in AT esterna al campo, congiungente l'impianto di produzione FER con la SE – RTN.



CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	7 di 54

Le opere di progetto ricadono nel comune di APRICENA loc. POZZILLI (FG).

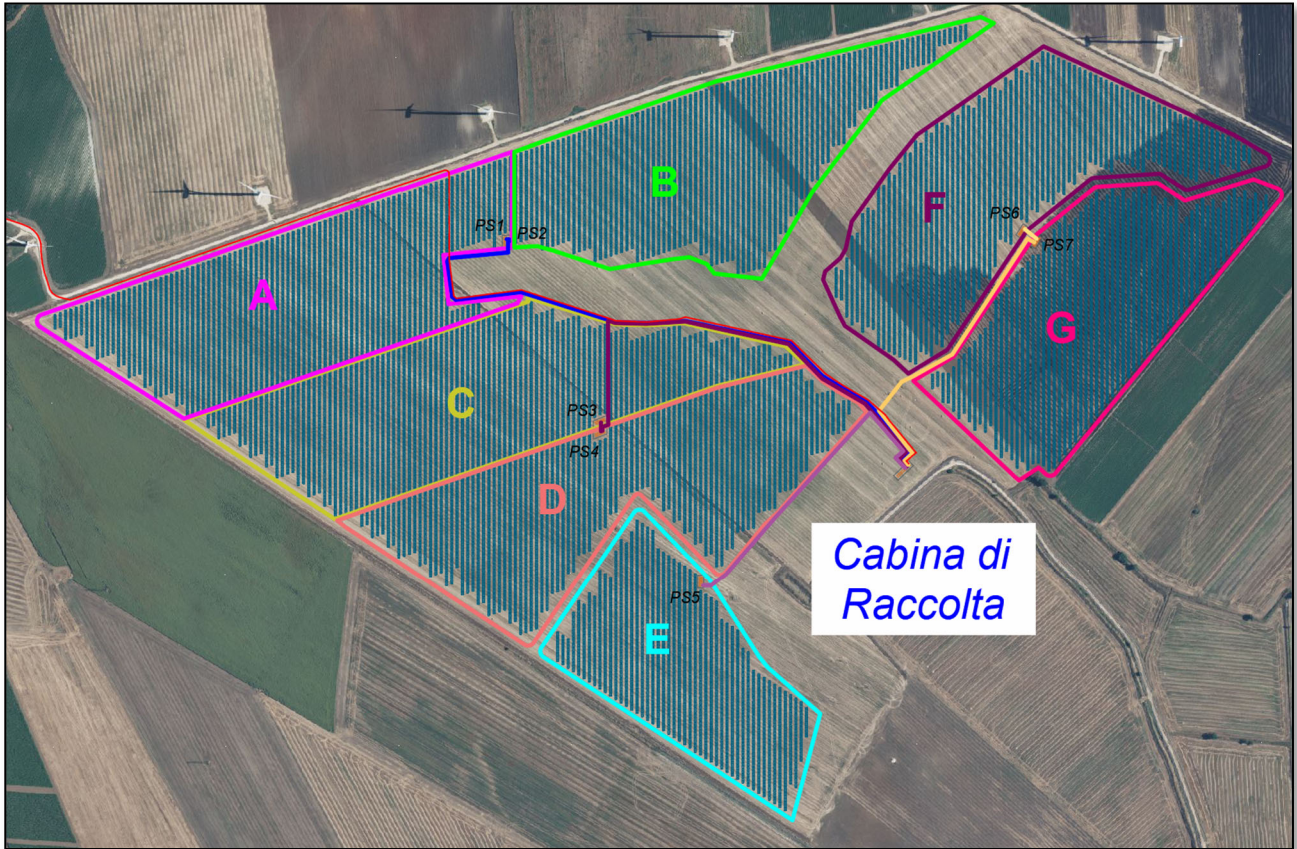
L'ubicazione complessiva delle opere e della SE 150/36 kV, si rileva dall'allegato FV.APR01.PD.H.01 – "INQUADRAMENTO GENERALE SU IGM DELLE OPERE DI RETE E STAZIONE ELETTRICA":



**Figura 1 Inquadramento Generale su IGM**

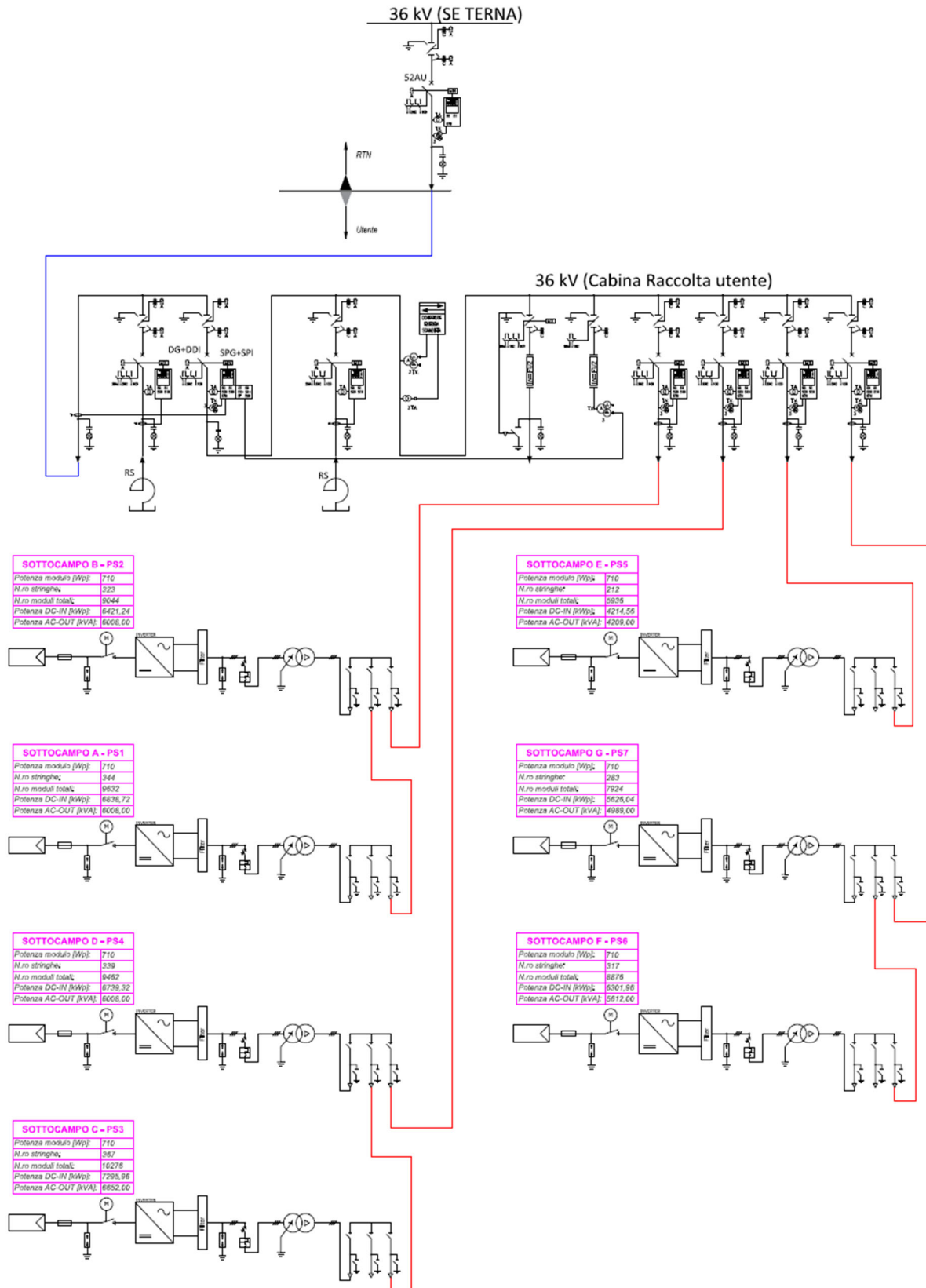


**Figura 2 Inquadramento Generale su ortofoto**



**Figura 3. Layout Impianto PV (CAMPI)**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	9 di 54



**Figura 4 Schema unifilare**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	10 di 54

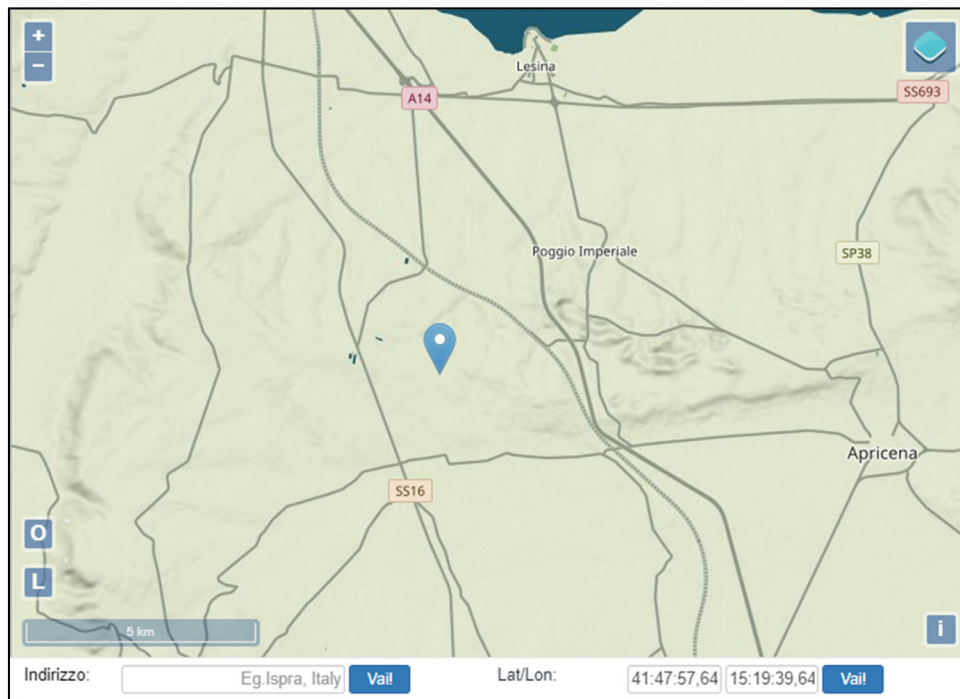
#### 4 GENERATORE FOTOVOLTAICO

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da moduli fotovoltaici bifacciali montati su strutture atte a garantire la massima captazione di irraggiamento, seguendo il percorso solare e consentendo di conseguenza ai moduli di essere sempre nella posizione ottimale di lavoro.

Tali strutture sono dette “tracker” o “**inseguitori solari mono-assiali**”, proprio per questa loro caratteristica funzionale, per i dettagli costruttivi ed installativi fare riferimento alla tavola FV.APR01.PD.F.01.

Si vuole evidenziare il ricorso ad un ulteriore sistema di efficientamento produttivo del campo fotovoltaico: il **sistema di Backtracking**, il quale consente di ridurre le perdite per auto-ombreggiamento, cioè le perdite da ombreggiamento indotto dai tracker stessi alle file retrostanti. Ciò avviene per mezzo di un sistema logico-adattivo che gestisce contemporaneamente piccoli gruppi di tracker, al fine di ottimizzare dunque le prestazioni del campo FV.

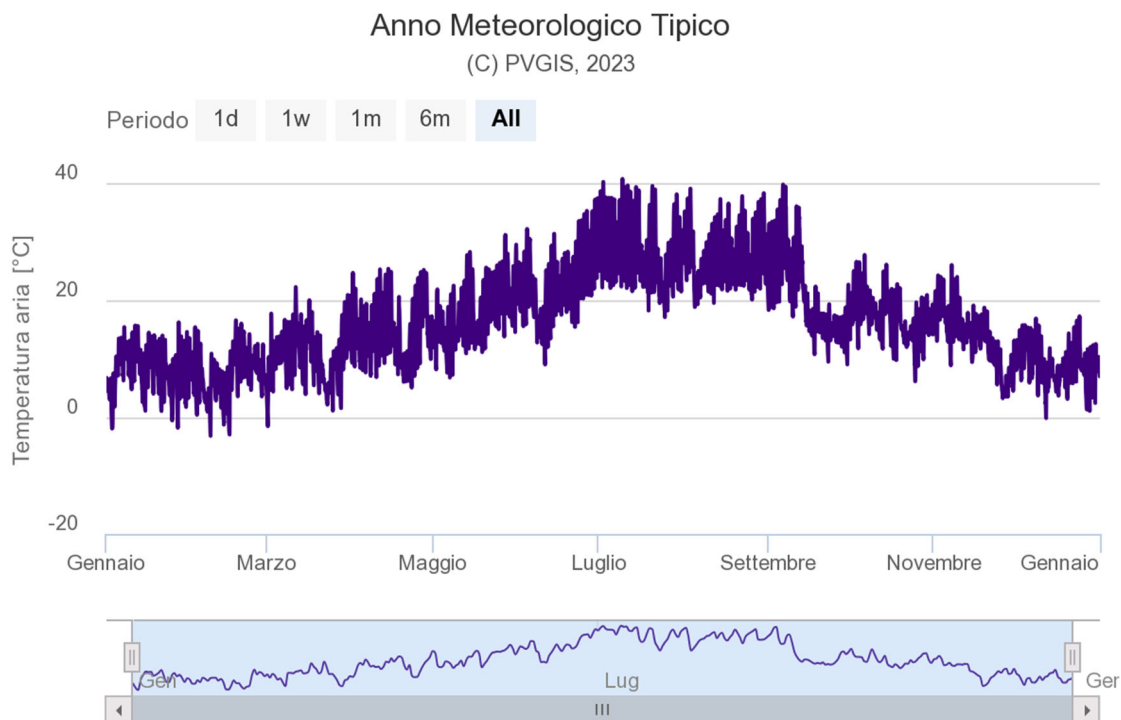
Considerando il **luogo di installazione**:



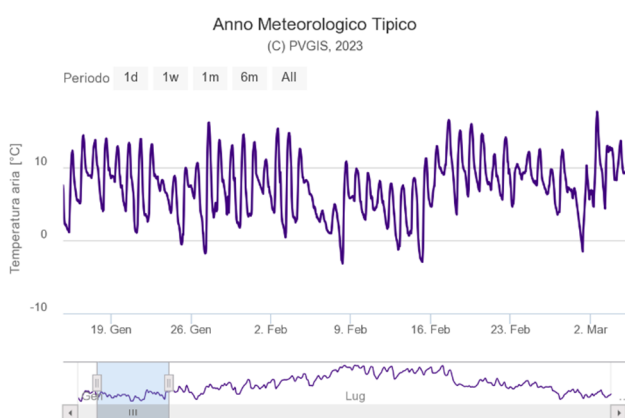
*Figura 5 Coordinate geografiche luogo installazione (PVGIS)*

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	11 di 54

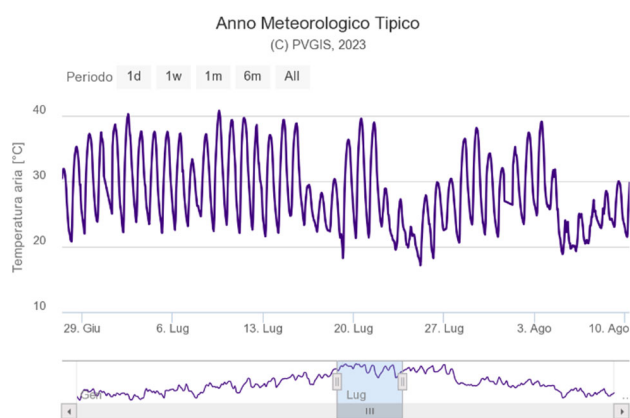
si riportano le temperature ambientali di un **“ANNO METEOROLOGICO TIPICO”**, ottenuto da PVGIS-SARAH2 anni 2005-2020:



**Figura 6 Anno meteorologico tipico (temperature aria)**



**Figura 8 Temperatura aria minima**



**Figura 7 Temperatura aria massima**

**Valori inseriti:**

Luogo [Lat/Lon]:	41.799,15.328
Orizzonte:	Calcolato
Periodo:	2005 - 2020

**Output del calcolo:**

Temperatura media [°C]:	16.46
-------------------------	-------

*Figura 9 Temperatura aria media*

Nella seguente tabella si riportano i risultati:

Temperatura ambientale minima [°C]	0
Temperatura ambientale max [°C]	40
Temperatura ambientale media [°C]	17

*Tabella 1 Criteri ambientali di progetto*

#### 4.1 Layout e configurazione campo PV (lato DC)

I moduli utilizzati per la configurazione del generatore sono del tipo Mysolar **MS710N-HJTGB**, di seguito si riportano le caratteristiche elettriche:



#### MS710N-HJTGB

	STC
Maximum Power – Pmax [Wp]	710
Maximum Power Voltage – Vmp [V]	42,40
Maximum Power Current – Imp [A]	16,75
Open-circuit Voltage – Voc [V]	50,44
Short-circuit Current – Isc [A]	17,55
Module Efficiency [%]	22,86
Voc and Isc tolerance [%]	3
Operating Temperature [°C]	-40/+85
Maximum system voltage [V]	1500
Maximum series fuse rating [A]	30
Temperature coefficients of Pmax [%/°C]	-0,26
Temperature coefficients of Voc [%/°C]	-0,24
Temperature coefficients of Isc [%/°C]	0,04
Nominal operating cell temperature – NOCT [°C]	43
<b>BIFACIAL OUTPUT - REAR SIDE POWER GAIN</b>	
5%	745 Wp
15%	816 Wp
25%	887 Wp

Tabella 2 Datasheet modulo (tipologico)

Di seguito le caratteristiche elettriche dei convertitori utilizzati per la configurazione (del tipo INGECON SUN):

	1170TL B450	1400TL B540	1500TL B578	1560TL B600	1600TL B615
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,157 - 1520 kWp	1,389 - 1,824 kWp	1,487 - 1,952 kWp	1,543 - 2,026 kWp	1,582 - 2,077 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	645 - 1,300 V	769 - 1,300 V	822 - 1,300 V	853 - 1,300 V	873 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,169 kVA / 1,052 kVA	1,403 kVA / 1,263 kVA	1,502 kVA / 1,352 kVA	1,559 kVA / 1,403 kVA	1,598 kVA / 1,438 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,169 kVA / 1,035 kVA	1,403 kVA / 1,242 kVA	1,502 kVA / 1,330 kVA	1,559 kVA / 1,380 kVA	1,598 kVA / 1,415 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	450 V IT System	540 V IT System	578 V IT System	600 V IT System	615 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(6)</sup>	<3%				

	1640TL B630	1675TL B645	1715TL B660	1755TL B675	1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>(1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp	1,659 - 2,179 kWp	1,698 - 2,229 kWp	1,736 - 2,280 kWp	1,775 - 2,331 kWp
Voltage Range MPP <sup>(2)</sup>	894 - 1,300 V	915 - 1,300 V	935 - 1,300 V	957 - 1,300 V	978 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>(3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,676 kVA / 1,508 kVA	1,715 kVA / 1,543 kVA	1,754 kVA / 1,578 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,676 kVA / 1,484 kVA	1,715 kVA / 1,518 kVA	1,754 kVA / 1,552.6 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>(4)</sup>	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage <sup>(5)</sup>	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>(6)</sup>	<3%				



	1640TL B630	1665TL B640	1690TL B650	1740TL B670	1800TL B690
<b>Input (DC)</b>					
Recommended PV array power range <sup>1)</sup>	1,620 - 2,128 kWp	1,646 - 2,162 kWp	1,672 - 2,196 kWp	1,723 - 2,263 kWp	1,775 - 2,330 kWp
Voltage Range MPP <sup>2)</sup>	894 - 1,300 V	907 - 1,300 V	921 - 1,300 V	949 - 1,300 V	977 - 1,300 V
Maximum voltage <sup>3)</sup>	1,500 V				
Maximum current	1,870 A				
N° inputs with fuse holders	6 up to 15 (up to 12 with the combiner box)				
Fuse dimensions	63 A / 1,500 V to 500 A / 1,500 V fuses (optional)				
Type of connection	Connection to copper bars				
Power blocks	1				
MPPT	1				
Max. current at each input	From 40 A to 350 A for positive and negative poles				
<b>Input protections</b>					
Overvoltage protections	Type II surge arresters (type I+II optional)				
DC switch	Motorized DC load break disconnect				
Other protections	Up to 15 pairs of DC fuses (optional) / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection / Emergency pushbutton				
<b>Output (AC)</b>					
Power IP54 @30 °C / @50 °C	1,637 kVA / 1,473 kVA	1,663 kVA / 1,496.5 kVA	1,689 kVA / 1,520 kVA	1,741 kVA / 1,567 kVA	1,793 kVA / 1,613 kVA
Current IP54 @30 °C / @50 °C	1,500 A / 1,350 A				
Power IP56 @27 °C / @50 °C <sup>4)</sup>	1,637 kVA / 1,449 kVA	1,663 kVA / 1,472 kVA	1,689 kVA / 1,495 kVA	1,741 kVA / 1,541 kVA	1,793 kVA / 1,587 kVA
Current IP56 @27 °C / @50 °C <sup>4)</sup>	1,500 A / 1,328 A				
Rated voltage <sup>5)</sup>	630 V IT System	640 V IT System	650 V IT System	670 V IT System	690 V IT System
Frequency	50 / 60 Hz				
Power Factor adjustable	Yes, 0-1 (leading / lagging)				
THD (Total Harmonic Distortion) <sup>6)</sup>	<3%				

**Tabella 3 Datasheet inverter (tipologico)**

Per il coordinamento dei moduli con l'inverter occorrerà verificare le 3 relazioni riportate in figura 10:

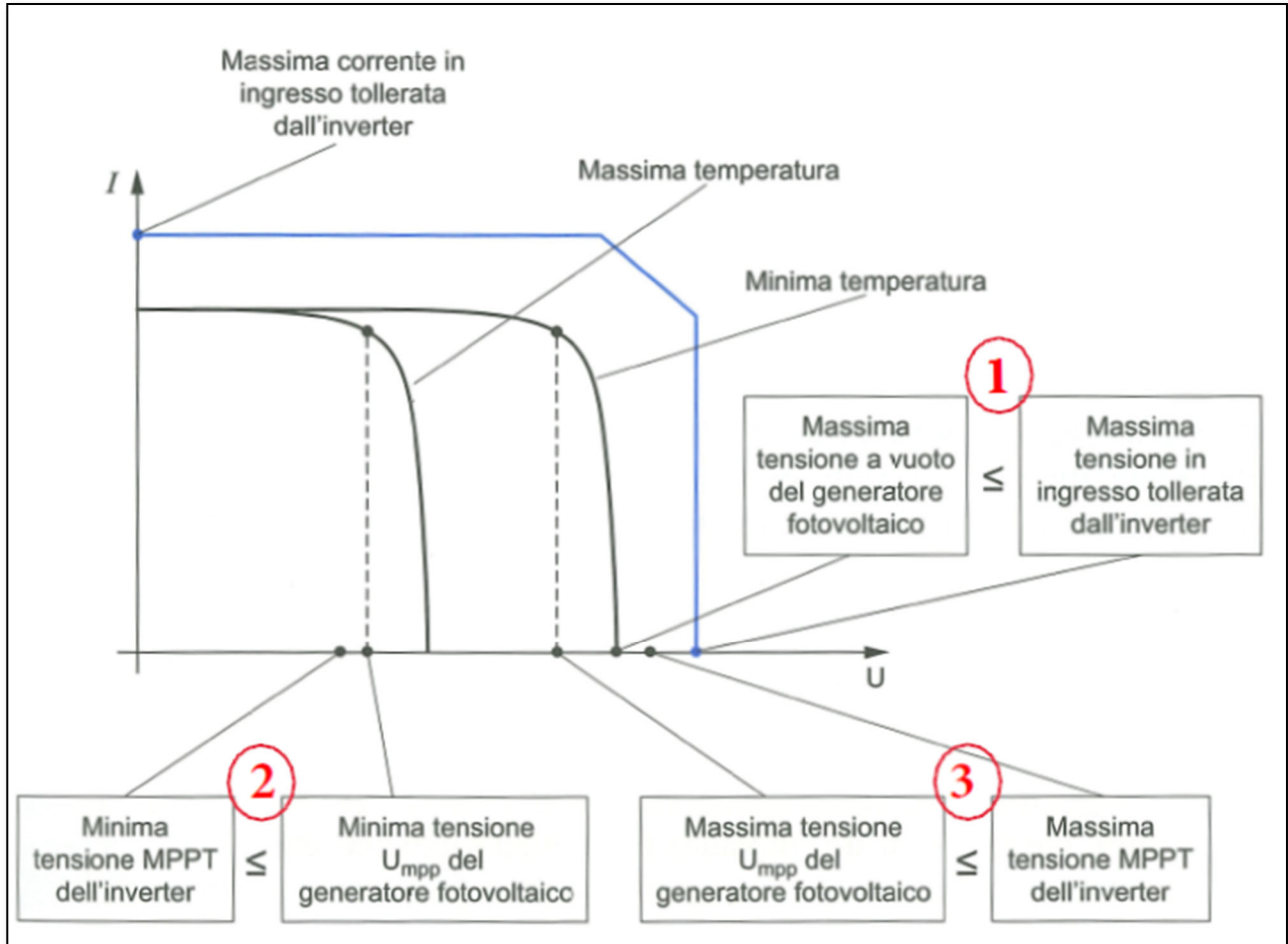


Figura 10 Coordinamento inverter-moduli

Assumendo (vedi tabella 1):

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;
- $T_{amb_{max}} = 40 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

I calcoli sono sviluppati ipotizzando un REARSIDE POWER GAIN = 5%;

La relazione 1 è soddisfatta con le stringhe formate da *max 28 moduli in serie*:

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

$T_{amb} \text{ [}^\circ\text{C]} =$	0
$T_{cella} \text{ [}^\circ\text{C]} =$	0

<b>Parametri modulo MS MS710N-HJTGB per <math>T_{amb} = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}</math> e RS gain del 5 %</b>	
<b>P<sub>max</sub> [Wp]</b>	793,96
<b>V<sub>mpp</sub> [V]</b>	44,94
<b>I<sub>mpp</sub> [A]</b>	17,41
<b>V<sub>oc</sub> [V]</b>	53,47
<b>I<sub>sc</sub> [A]</b>	18,24

*Tabella 4 Caratteristiche elettriche del modulo a  $T_{amb_{min}}$*

<b>mod. x stringa =</b>	28
-------------------------	----

<b>Valori stringa da 28 moduli per <math>T_{amb} = 0 \text{ [}^\circ\text{C]}</math> e RS gain del 5 %</b>	
<b>P<sub>max</sub> [kWp]</b>	22,23
<b>V<sub>mpp</sub> [V]</b>	1258,43
<b>I<sub>mpp</sub> [A]</b>	17,41
<b>V<sub>oc</sub> [V]</b>	1497,06
<b>I<sub>sc</sub> [A]</b>	18,24

*Tabella 5 Caratteristiche elettriche della stringa a  $T_{amb_{min}}$*

$$V_{oc_{stringa}} < V_{max_{inverter}}$$

$$V_{oc_{stringa}} = 1497 \text{ V}$$

$$V_{max_{inverter}} = 1500 \text{ V}$$

La relazione 2 è soddisfatta, assumendo :

- $T_{amb,max} = 40 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ;

$T_{amb} \text{ [}^{\circ}\text{C]} =$	40
$T_{cella} \text{ [}^{\circ}\text{C]} =$	63

Parametri modulo MS MS710N-HJTGB per $T_{amb} = 40 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$ e RS gain del 5 %	
<b>Pmax [Wp]</b>	671,84
<b>Vmpp [V]</b>	38,53
<b>Impp [A]</b>	17,85
<b>Voc [V]</b>	45,84
<b>Isc [A]</b>	18,70

*Tabella 6 Caratteristiche elettriche del modulo a  $T_{amb,max}$*

<b>mod. x stringa =</b>	28
-------------------------	----

Valori stringa da 28 moduli per $T_{amb} = 40 \text{ [}^{\circ}\text{C]}$ e RS gain del 5 %	
<b>Pmax [kWp]</b>	18,81
<b>Vmpp [V]</b>	1078,93
<b>Impp [A]</b>	17,85
<b>Voc [V]</b>	1283,52
<b>Isc [A]</b>	18,70

*Tabella 7 Caratteristiche elettriche della stringa a  $T_{amb,max}$*

$$V_{mpp, min_{inverter}} < V_{mpp, min_{stringa}}$$

$$V_{mpp, min_{stringa}} = 1079 \text{ V}$$

$V_{mpp, min_{inverter}}$  = a seconda dell'inverter (cfr. tabella 3)

**Verificata per ogni inverter della famiglia "INGECON SUN" ( vedi tabella 3)**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	19 di 54

**La relazione 3** è soddisfatta, assumendo :

- $T_{amb_{min}} = 0 \text{ } ^\circ\text{C}$ ;

dalla **tabella 5** si ricava che:

$$V_{mpp, max_{stringa}} < V_{mpp, max_{inverter}}$$

$$V_{mpp, max_{stringa}} = 1258 \text{ V}$$

$$V_{mpp, max_{inverter}} = 1300 \text{ V}$$

**Verificata per ogni inverter della famiglia del tipo "INGECON SUN" ( vedi tabella 3)**

Dalle considerazioni su esposte, si è effettuato il coordinamento tra moduli ed inverter (disposti e raggruppati come rappresentato in *figura 3*), dando origine ai seguenti sottocampi:

- Campo A: 9632 moduli;
- Campo B: 9044 moduli;
- Campo C: 10276 moduli;
- Campo D: 9492 moduli;
- Campo E: 5936 moduli;
- Campo F: 8876 moduli;
- Campo G: 7924 moduli;

Il generatore fotovoltaico è formato da **61180 moduli** da 710 Wp cadauno, per una potenza complessiva di picco pari a **43437,80 kWp**, distribuiti su **2185** stringhe; saranno necessari **26 inverter** per una potenza nominale complessiva di uscita pari a **39486,00 kW**;


Per ulteriori dettagli si faccia riferimento alla **tabella 8**.

Campo - PS	INV	Sottocampo PV	n.ro stringhe	MS MS710N-HJTGB		P-in [kWp]	INGECON SUN		QdS con 9 stringhe in ingresso [pz]
				n.ro mod.			Modello Inverter	P-out max [kVA]	
Campo A - PS1	INV1	CampoA_1	86	2408		1709,68	1500TL-B578	1502	10
	INV2	CampoA_2	86	2408		1709,68	1500TL-B578	1502	10
	INV3	CampoA_3	86	2408		1709,68	1500TL-B578	1502	10
	INV4	CampoA_4	86	2408		1709,68	1500TL-B578	1502	10
Campo B - PS2	INV1	CampoE_1	81	2268		1610,28	1500TL-B578	1502	9
	INV2	CampoE_2	81	2268		1610,28	1500TL-B578	1502	9
	INV3	CampoE_3	81	2268		1610,28	1500TL-B578	1502	9
	INV4	CampoE_4	80	2240		1590,4	1500TL-B578	1502	9
Campo C - PS3	INV1	CampoC_1	92	2576		1828,96	*1665TL-B640	1663	11
	INV2	CampoC_2	92	2576		1828,96	*1665TL-B640	1663	11
	INV3	CampoC_3	92	2576		1828,96	*1665TL-B640	1663	11
	INV4	CampoC_4	91	2548		1809,08	*1665TL-B640	1663	11
Campo D - PS4	INV1	CampoD_1	85	2380		1689,8	1500TL-B578	1502	10
	INV2	CampoD_2	85	2380		1689,8	1500TL-B578	1502	10
	INV3	CampoD_3	85	2380		1689,8	1500TL-B578	1502	10
	INV4	CampoD_4	84	2352		1669,92	1500TL-B578	1502	10
Campo E - PS5	INV1	CampoE_1	70	1960		1391,6	1400TL-B540	1403	8
	INV2	CampoE_2	70	1960		1391,6	1400TL-B540	1403	8
	INV3	CampoE_3	72	2016		1431,36	1400TL-B540	1403	8
Campo F - PS6	INV1	CampoF_1	79	2212		1570,52	1400TL-B540	1403	9
	INV2	CampoF_2	79	2212		1570,52	1400TL-B540	1403	9
	INV3	CampoF_3	79	2212		1570,52	1400TL-B540	1403	9
	INV4	CampoF_4	80	2240		1590,4	1400TL-B540	1403	9
Campo G - PS7	INV1	CampoG_1	94	2632		1868,72	*1665TL-B640	1663	11
	INV2	CampoG_2	94	2632		1868,72	*1665TL-B640	1663	11
	INV3	CampoG_3	95	2660		1888,6	*1665TL-B640	1663	11
<b>TOTALI</b>	<b>7</b>	<b>26</b>	<b>26</b>	<b>2185</b>	<b>61180</b>	<b>43437,80</b>		<b>39486,00</b>	<b>253</b>

**Tabella 8 Riepilogo coordinamento moduli-inverter (tipologico)**

In prossimità dei tracker, e posizionati in maniera baricentrale, si prevederà l'installazione di quadri di campo, i quali permetteranno il parallelo di più stringhe.

I quadri di campo, nel seguito **QdS**, oltre a fornire protezione e sezionamento delle singole stringhe, assicureranno un monitoraggio continuo delle principali grandezze elettriche (correnti e tensioni).

Brand/Modello	INGETEAM/INGECON SUN	
<b>N. max di stringhe in input FV</b>	11	
<b>Corrente di impiego Imp (A)</b>	20	
<b>Tensione max DC (V)</b>	1500	
<b>Fusibile</b>	Uno per polo	
<b>Scaricatore</b>	Tipo I e II	
<b>Sezionatore DC</b>	250 A, 2 poli	
<b>Peso (kg)</b>	40	
<b>Dimensioni (L x A x P) (mm)</b>	930 x 730 x 260	

**Tabella 9 Datasheet quadri di campo – QdS (tipologico)**

## 4.2 Dimensionamento cavi DC

In considerazione delle connessioni progettate e dimensionate, si andranno ad utilizzare due tipologie di cavi in condizioni di posa differenti:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare *“in aria”* per la connessione fisica fra i moduli FV e il Quadro di Stringa (QdS) dedicato;
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) *“in tubo interrato”* per la connessione fra il Quadro di Stringa (QdS) e gli Inverter Centralizzati disposti internamente alle Power Station.

Nel seguito si riporta una diagramma in cui si chiarisce quanto sopra descritto:



**Figura 11 Collegamento elettrico LATO DC**



Tensione nominale $U_0$	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage $U_0$
Tensione nominale $U$	1000V(AC) 1500V(DC)	Nominal voltage $U$
Tensione di prova	6500 V AC	Test voltage
Tensione massima $U_m$	1200V(AC) 1800V(DC Anche verso Terra)	Maximun voltage $U_m$
Temperatura massima di esercizio	+90°C +120°C sul conduttore	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito	+250°C/5s	Maximun short circuit temperature
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-40°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	-40°C to +90°C	Minimum installation and use temperature

**Tabella 10 Caratteristiche elettriche cavo solare “H1Z2Z2-K”**





Tensione nominale $U_0$	600V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage $U_0$
Tensione nominale $U$	1000V(AC) 1800V(DC)	Nominal voltage $U$
Tensione di prova	4000 V	Test voltage
Tensione massima $U_m$	1200V(AC) 1800V(DC)	Maximun voltage $U_m$
Temperatura massima di esercizio	90	Maximun operating temperature
Temperatura massima di corto circuito per sezioni fino a 240mm <sup>2</sup>	250	Maximun short circuit temperature for sections up to 240mm <sup>2</sup>
Temperatura massima di corto circuito per sezioni oltre 240mm <sup>2</sup>	220	Maximun short circuit temperature for sections over 240mm <sup>2</sup>
Temperatura minima di esercizio (senza shock meccanico)	-15°C	Min. operating temperature (without mechanical shocks)
Temperatura minima di installazione e maneggio	0°C	Minimum installation and use temperature

**Tabella 11 Caratteristiche elettriche cavo BT "FG16R16"**

Per la scelta dei cavi si è considerato la tensione a vuoto, del generatore fotovoltaico, relativa alla più bassa temperatura ambiente ipotizzabile ( $T_{amb_{min}} = 0\text{ °C}$ ):

<b>mod. x stringa =</b>	28
-------------------------	----

Valori stringa da 28 moduli per $T_{amb} = 0\text{ [°C]}$ e RS gain del 5 %	
<b>V<sub>mpp</sub> [V]</b>	1258,43
<b>V<sub>oc</sub> [V]</b>	1497,06

Assumendo un fattore moltiplicativo per le tensioni del generatore ( $K_{safe}$ ) pari a **1,1** (IEC TS 62257-7-1 art. 6.1.4.2), si ricavano le tensioni di esercizio e massima (lato DC):

IEC TS 62257-7-1 art. 6.1.4.2	
<b>K<sub>safe</sub> =</b>	<b>1,10</b>

<b>Tens. max del gen. PV con stringa da 28 moduli, <math>T_{amb} = 0\text{ [°C]}</math>, RS gain del 5 % e <math>K_{safe} = 1,1</math></b>
<b>U<sub>m</sub> [V] =</b> <b>1646,77</b>

<b>Tens. eserc. del gen. PV con stringa da 28 moduli, <math>T_{amb} = 0\text{ [°C]}</math>, RS gain del 5 % e <math>K_{safe} = 1,1</math></b>
<b>U<sub>nom</sub> [V] =</b> <b>1384,28</b>

**Tabella 12 Tensioni del generatore fotovoltaico**

I valori calcolati sono opportunamente inferiori alle tensioni di isolamento “sopportate” dai cavi elettrici scelti, riportate rispettivamente nella *Tabella 10* e nella *Tabella 11*, ed evidenziate di seguito:

<b>CEI 20-91</b> <small>CEI EN 50618</small>	<b>H1Z2Z2-K</b>	<b>SOLAR ENERGY</b>	<b>VERIFICA</b>	
<b>DC</b>	<b>U<sub>0</sub> [V] =</b>	1500,00	1384 V < 1500 V	<b>OK</b>
	<b>U [V] =</b>	1500,00	1384 V < 1500 V	<b>OK</b>
	<b>U<sub>m</sub> [V] =</b>	1800,00	1646 V < 1800 V	<b>OK</b>

<b>CEI 20-13 + V1</b> <small>IEC 60502</small>	<b>FG16R16</b>	<b>0,6/1 kV</b>	<b>VERIFICA</b>	
<b>DC</b>	<b>U<sub>0</sub> [V] =</b>	1800,00	1384 V < 1800 V	<b>OK</b>
	<b>U [V] =</b>	1800,00	1384 V < 1800 V	<b>OK</b>
	<b>U<sub>m</sub> [V] =</b>	1800,00	1646 V < 1800 V	<b>OK</b>

Come regola generale, la sezione di un cavo deve essere tale per cui:

$$I_b \text{ (corrente impiego del circuito)} \leq I_z \text{ (portata del cavo)}$$

$$\text{Perdite di potenza \% (lungo la linea)} \leq 2\%$$

Per il dimensionamento si è ipotizzato (cfr. figura 11):

- **L<sub>STR</sub>**=lunghezza dei cavi di collegamento dai moduli ai quadri di campo (QdS) = **0,050 km** (mediamente);
- **L<sub>QDS</sub>**=lunghezza dei cavi di collegamento dai quadri di campo all'inverter = **0,10 km** (mediamente).

Per le correnti di impiego si è assunto (prudenzialmente) la corrente di corto @STC [I<sub>sc</sub>] maggiorata del 25%.

Le portate dei cavi sono state elaborate tenendo conto dei fattori correttivi, relativamente alla determinata condizione di installazione prevista:

- **H1Z2Z2-K**: Cavo solare “*in aria*” (**CEI UNEL 35024/1**);
- **FG16R16**: Cavo BT (DC) “*in tubo interrato*” (**CEI UNEL 35026**).

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	25 di 54

**Di seguito i risultati del dimensionamento:**

*Cavo per il collegamento elettrico fra i moduli FV (stringa) e il Quadro di Stringa (QdS) dedicato:*

**Stringa formata da 28 moduli da 710 [Wp] @STC**

Potenza di stringa @STC [kWp] = 19,88  
 Lmedia di stringa [km] = 0,050  
 Tensione di stringa @STC [V] = 1187,20  
 Corrente di corto stringa @STC [A] = 17,55  
 Corrente impiego stringa Imp @STC [A] = 16,75

Corrente di corto di stringa @STC magg. [A] = 21,94

(Cavo solare H1Z222-K) Sezione - Tipo [mmq]

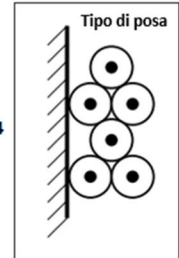
**4 - Cu**

**OK**

Verifica:  $(I_{sc@stc} \cdot 1,25) < I_z$  &  $perd.potenza [\%] < 2 \%$

Portata di corrente [Io] = 55,00  
 Portata in aria @60 °C e n° 6 circuiti raggr. [Iz] = 27,82  
 Max perdite potenza desiderate [%] = 2,00%

*Ktot = 0,51*



cdt [kV]	0,01
cdt [%]	0,0007%
perdite potenza [kW]	0,14
perdite potenza [%]	0,72%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] [%]	79%

Condizioni di posa CEI UNEL 35024/1	
T amb. [°C] =	60
n.ro circuiti =	6
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35024/1 par. 4.4
<small>Fattore corr. carico interm.-var. = 1,25</small>	

**Dati costruttivi cavo H1Z222-K SOLAR ENERGY**

Sezione - Tipo (mmq)	Øconduttore (mm)	Spessore isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)
4 - Cu	2,5	0,7	6,6	58,2

**Tabella 13 Dati costruttivi "cavo di stringa"**

*Cavo BT (DC) per il collegamento elettrico tra il Quadro di Stringa (QdS) e gli Inverter (DC-Combiner):*

**Qds con 9 stringhe in ingresso**

Potenza uscita QdS @STC [kWp] = 178,92  
 Lmedia [km] = 0,10  
 Tensione esercizio QdS @STC [V] = 1187,20  
 Corrente di corto QdS @STC [A] = 157,95  
 Corrente impiego QdS Imp @STC [A] = 150,75

Corrente di corto QdS @STC magg. [A] = 197,44

(Cavo FG16R16) Sezione - Tipo [mmq]

**95 - Cu**

**OK**

Verifica:  $(I_{sc@stc} \cdot 1,25) < I_z$  &  $perd.potenza [\%] < 2 \%$

Portata di corrente [Io] = 258,00  
 Portata in tubo interrato corretta con coeff. TOTALE 0,79625 [Iz] = 205,43  
 Max perdite potenza desiderate [%] = 2,00%

*Ktot = 0,80*



cdt [kV]	0,01
cdt [%]	0,0005%
perdite potenza [kW]	0,94
perdite potenza [%]	0,52%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] [%]	96%

Condizioni di posa CEI UNEL 35026	
T terreno [°C] =	20
N.ro circuiti =	4
Prof. posa [m] =	1
Resist.termica	terreno o sabbia umid.media
Carico variab.-intermittente	CEI UNEL 35026 par. 4.2 - 4.3
<small>Fattore corr. carico interm.-var. = 1,25</small>	

**Dati costruttivi cavo FG16R16 0,6/1 kV CPR Cca-s3,d1,a3**

Sezione - Tipo (mmq)	Øconduttore (mm)	Spessore isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)
95 - Cu	13,3	1,1	20,4	991

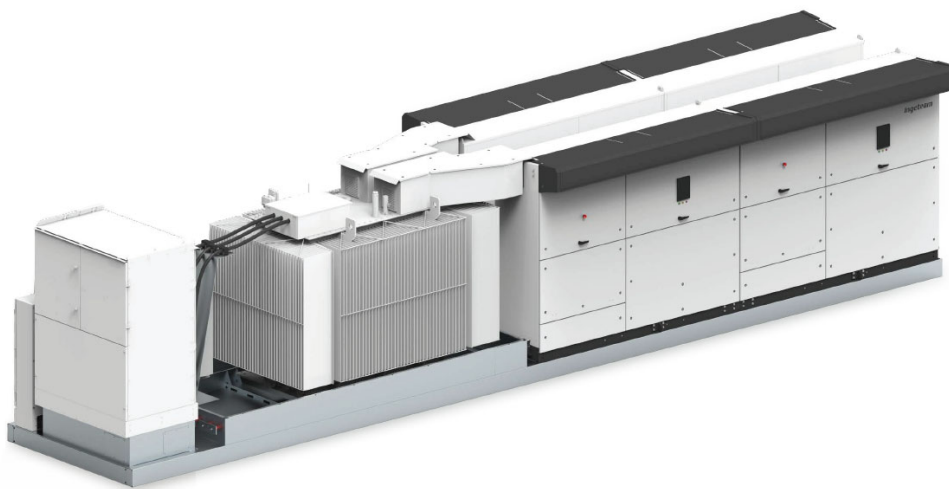
**Tabella 14 Dati costruttivi "cavo QdS"**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	26 di 54

## 5 GRUPPO DI CONVERSIONE E TRASFORMAZIONE

La Power Station, nel seguito PS, serie FSK B, è una soluzione chiavi in mano che può essere configurata in base alle esigenze impiantistiche. È stata concepita per ridurre al minimo i lavori di installazione e messa in servizio.

Questa soluzione MT è una vera e propria power station "*chiavi in mano*". Fino a quattro inverter fotovoltaici (tensione di ingresso = 1500 V), insieme a tutti gli altri componenti LV e MV, sono forniti completamente integrati, cablati e testati in fabbrica.

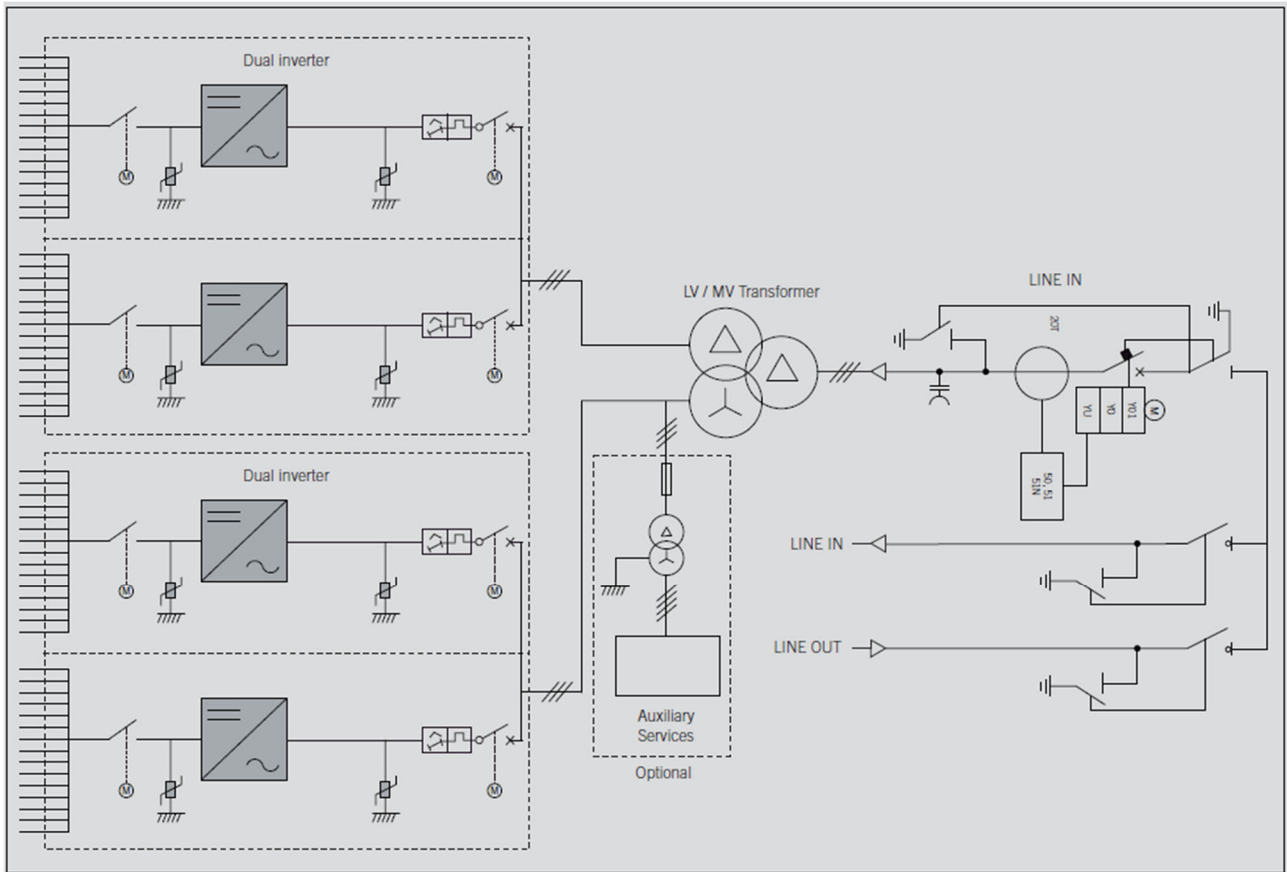


*Figura 12 Gruppo di conversione e trasformazione "INGECON SUN - FSK B Series" (tipologico)*

Viene fornita di serie con le seguenti attrezzature:

- Da uno a quattro inverter solari INGECON SUN Power B Series;
- Trasformatore ermetico in olio, con tensione secondaria a 36 kV;
- Quadro elettrico MT (36 kV);
- Trasformatore per servizi ausiliari;
- Quadro di bassa tensione.

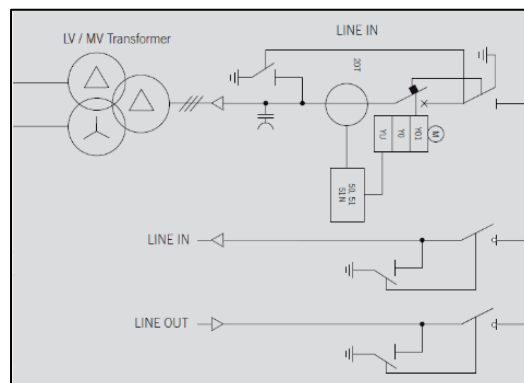
Uno schema elettrico tipico di una Power Station è il seguente:



**Figura 13 Schema elettrico Power Station tipologico**

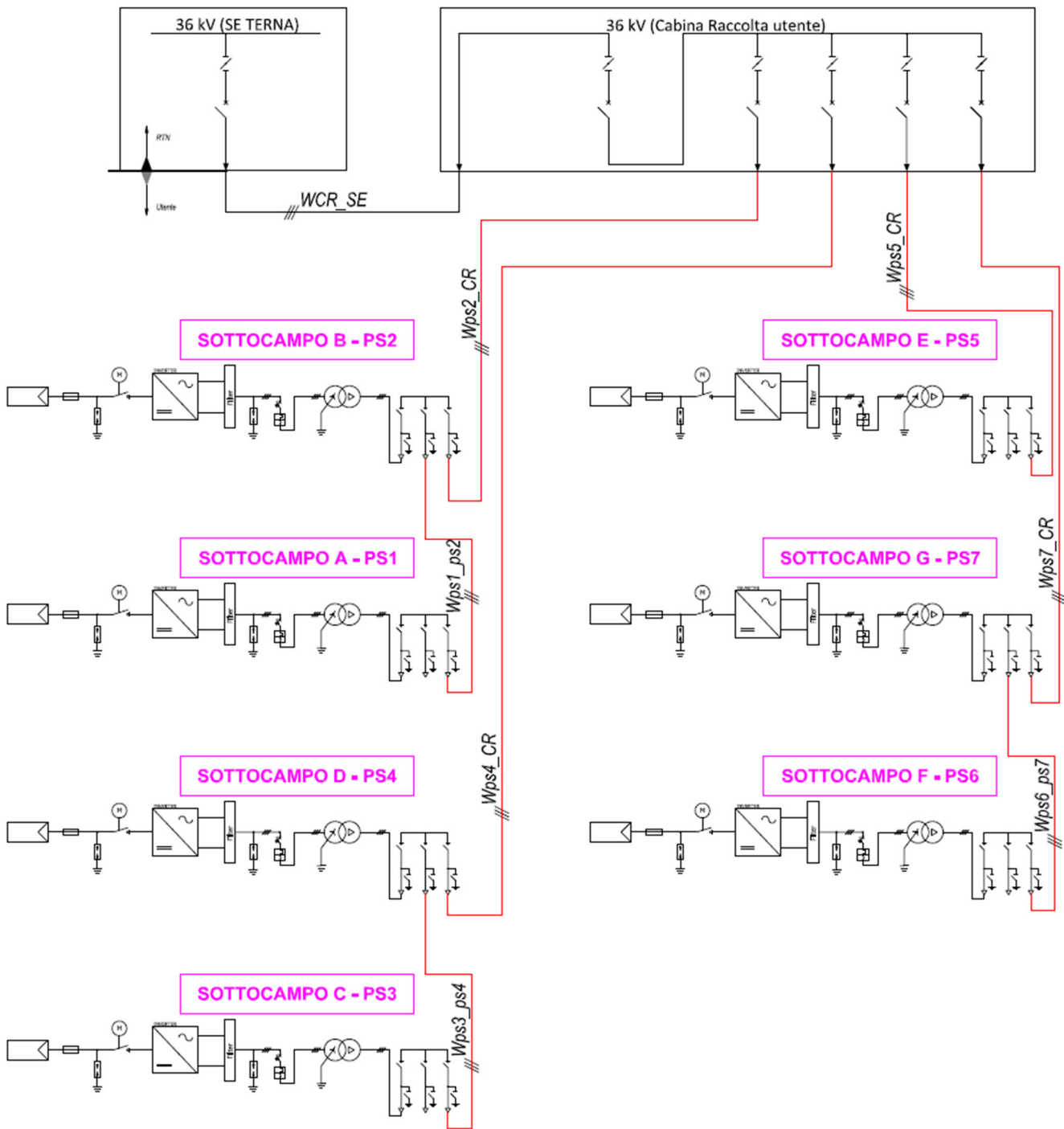
Per la composizione e numero di PS, fare riferimento alla Tabella 8.

Le PS in configurazione “**entra-esce**” permettono di collegare in serie diversi sottocampi, così come meglio evidenziato nelle figure seguenti:



**Figura 14. “Entra esce” della PS**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	28 di 54



**Figura 15** Configurazione "entra-esce" delle PS

## 6 LINEE DI INTERCONNESSIONE AT INTERNE

Considerando la distribuzione dei sottocampi nell'impianto (figura 3), e facendo riferimento allo schema di figura 15, si riporta di seguito l'elenco delle tratte di progetto, che interessano i collegamenti elettrici delle varie power station con la cabina di raccolta utente;

dette tratte sono denominate "interne" (al campo PV), per distinguerle dalla tratta "esterna", alla medesima tensione (36kV), che collega la cabina di raccolta con la sezione a 36 kV della stazione elettrica TERNA.

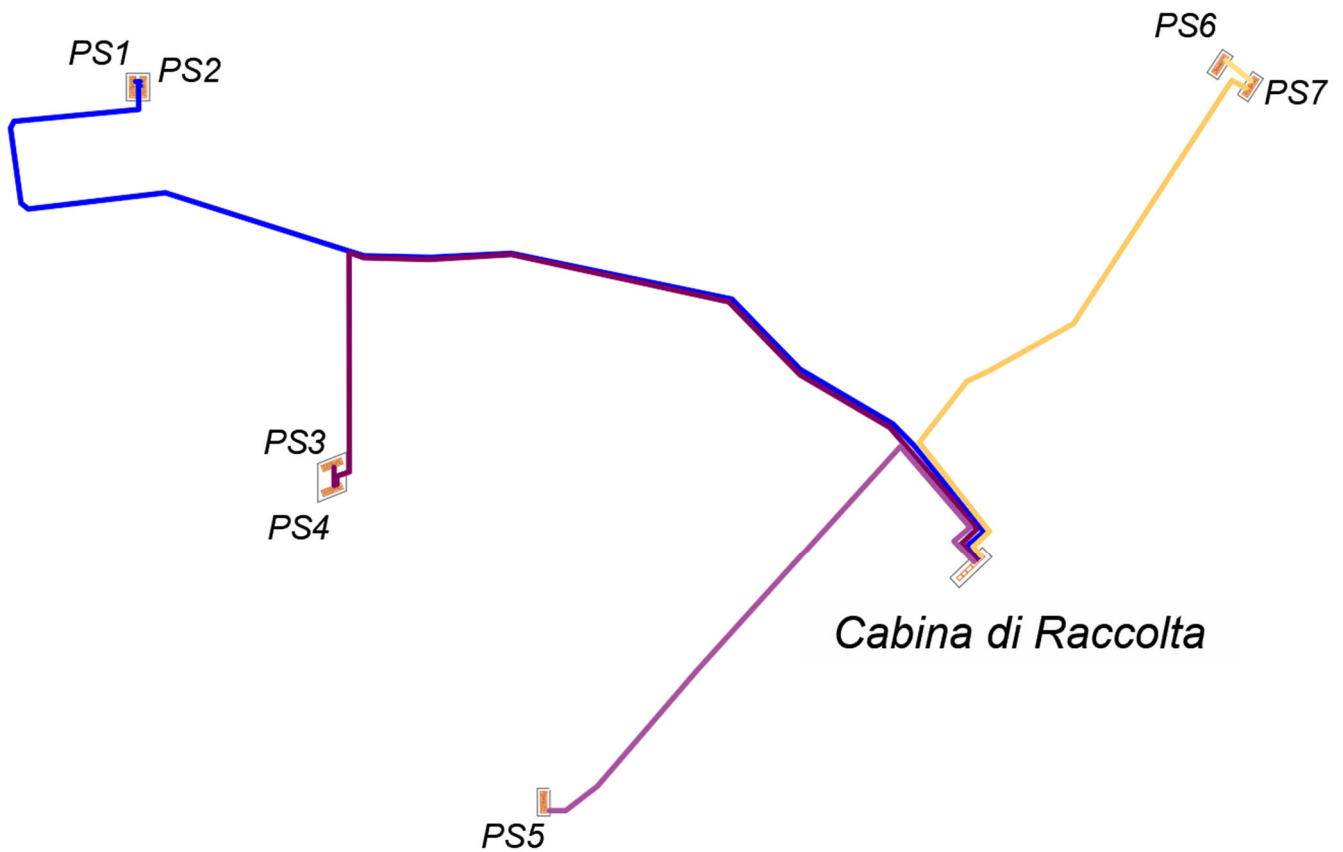


Figura 16 Tratte interne AT "36kV"

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI APRICENA Loc.Pozzilli (FG) - DESCRIZIONE DELLE TRATTE DI PROGETTO									
Denominazione Tratta	Tratta elettrica [m]	Tratta elettrica con sfrido del 10% [m]	N° Terme	Scavo cavidotto/elettrodotta [m]					
				Strada Asfaltata	T.O.C.	In canalizz. metallica a parete	Attraversamento sub-alveo	Strada Sterrata	Terreno agricolo
Wps1_ps2	10	11	1						10
Wps2_CR	845	930	1						845
Wps3_ps4	15	17	1						15
Wps4_CR	635	699	1						635
Wps5_CR	420	462	1						420
Wps6_ps7	30	33	1						30
Wps7_CR	410	451	1		66				344

**Tabella 15 Elenco tratte elettriche di progetto (interne al campo PV)**

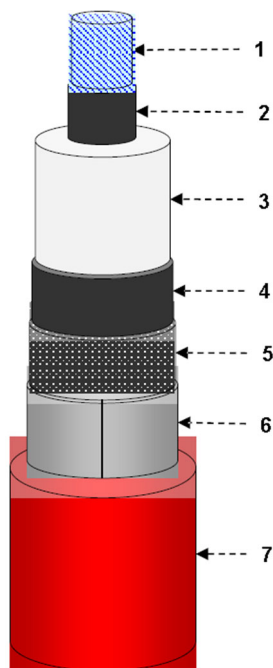
Considerando la distribuzione delle power station, si è deciso di suddividere il campo fotovoltaico in **quattro** zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta (CR):

- **Zona A:** PS1-PS2;
- **Zona B:** PS3-PS4;
- **Zona C:** PS5;
- **Zona D:** PS6-PS7.



## 6.1 Tipologia Cavi

Per il collegamento elettrico in AT, si prevede l'utilizzo di cavi unipolari di tipo ARE4H5E 20,8/36kV,



1. **Conduttore** alluminio tondo compatto ed intrecciato - classe 2 in accordo alla norma IEC 60228;
2. **Schermo del conduttore** composto da semiconduttore estruso;
3. **Isolamento** composto XLPE estruso;
4. **Schermo di isolamento** composto da semiconduttore estruso - completamente legato;
5. **Impermeabilità longitudinale** nastro semiconduttore per il blocco dell'acqua;
6. Schermo metallico e barriera d'acqua radiale con nastro in alluminio applicato longitudinalmente (spessore nominale = 0,20 mm);
7. **Guaina esterna** composta in Polietilene estruso - colore: rosso.

Figura 17 Cavo unipolare ARE4H5E 20,8/36 kV

aventi le seguenti caratteristiche:

Tensione nominale [ $U_0$ ]	20,8 kV
Tensione nominale [U]	36 kV
Tensione di prova [kV]	$3,5 * U_0$
Tensione massima $U_m$	42 kV
Temperatura massima di esercizio	+90°C
Temperatura massima di corto circuito	+250°C
Temperatura minima di installazione e maneggio	-25°C
Raggio minimo di curvatura [mm]	$21 * \phi_{EST}$

Tabella 16 Caratteristiche elettriche cavo ARE4H5E 20,8/36 kV

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	32 di 54

## 6.2 Tipologia Posa

Il cavo MT, che interessa il collegamento tra il parco fotovoltaico, la cabina di raccolta e la stazione elettrica, seguirà le modalità di posa riportate nella norma CEI 11-17.

Sarà costituito da cavi unipolari direttamente interrati (modalità di posa tipo M), ad eccezione degli attraversamenti di opere stradali e/o fluviali richieste dagli enti concessionari, per i quali sarà utilizzata una tipologia di posa che prevede i cavi unipolari in tubo interrato (modalità di posa N) o in canalizzazione metallica a parete (modalità di posa E).

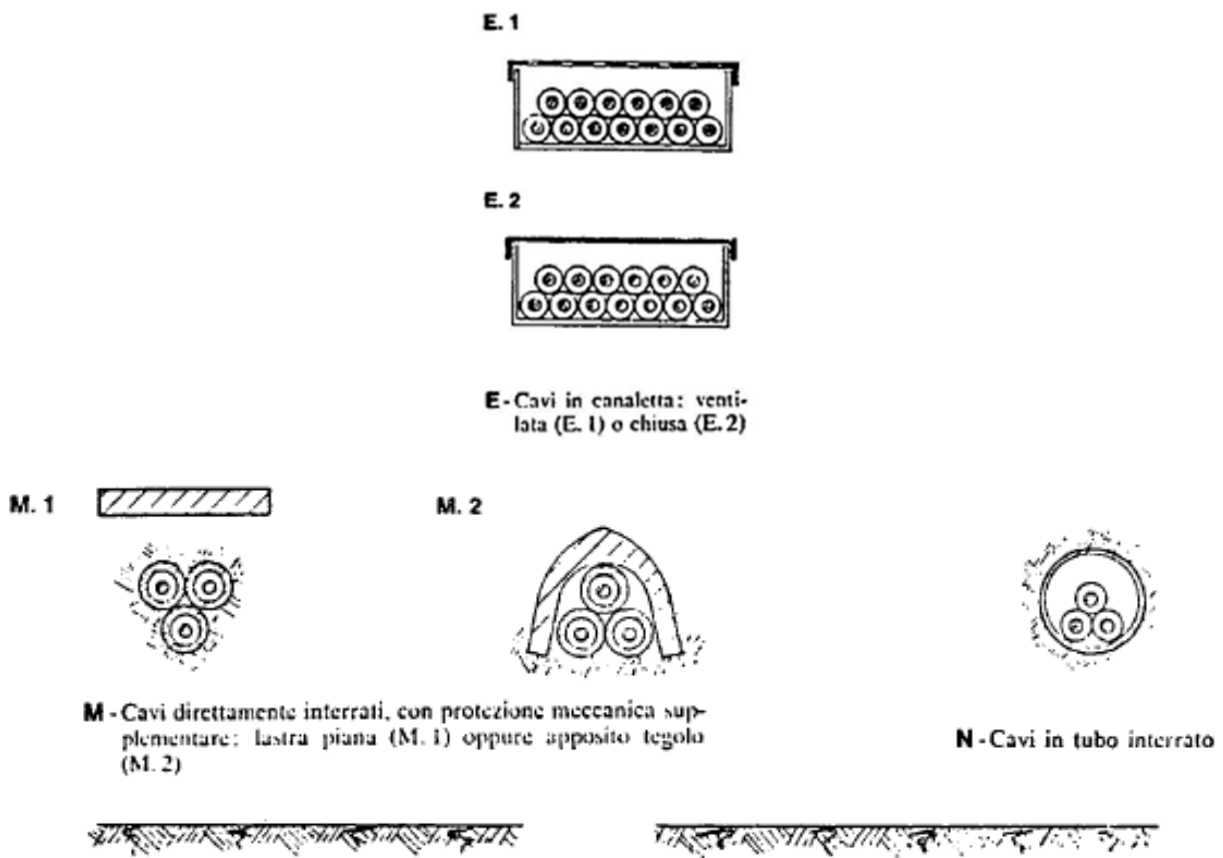


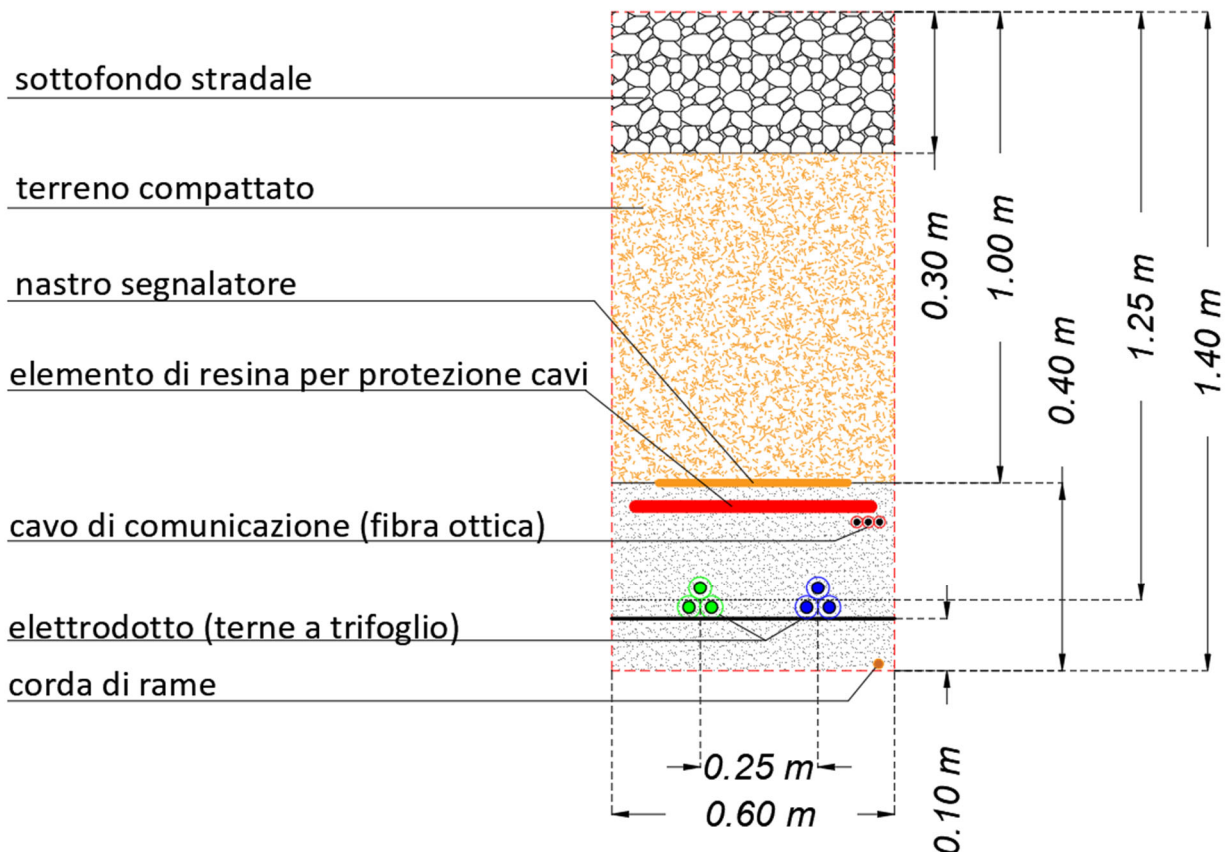
Figura 18: Modalità di Posa (CEI 11-17)

La posa verrà eseguita ad una profondità tra 1,0 – 1,5 m.

Il tracciato del cavo, che segue la viabilità prima definita, è realizzato nel seguente modo:

- Scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) con dimensioni variabili;
- Letto di sabbia di circa 10 cm, per la posa delle linee elettriche avvolte ad elica;
- Corda nuda in rame (o in alluminio) per la protezione di terra (avente, come previsto da norma CEI EN 61936-1, una sezione maggiore o uguale di 16 mm<sup>2</sup> per il rame e 35 mm<sup>2</sup> nel caso di alluminio, e tubazioni PVC per il contenimento dei cavi di segnale e della fibra ottica, posati direttamente sulla sabbia, all'interno dello scavo;
- Riempimento per almeno 30 cm con sabbia;
- Inserimento per tutta la lunghezza dello scavo, e in corrispondenza dei cavi, delle tegole protettive in plastica rossa per la protezione e individuazione del cavo stesso;
- Nastro in PVC di segnalazione;
- Rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte (terreno compattato e sottofondo stradale).

Si riporta di seguito sezione generica dell'elettrodotta:



**Figura 19 Sezione scavo per cavi direttamente interrati (prof. posa 1,25m)**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	34 di 54

### 6.3 DIMENSIONAMENTO CAVI AT

Per il dimensionamento dei cavi in AT è stato adoperato il criterio termico (come indicato dalla CEI UNEL 35027), utilizzando il criterio elettrico come ulteriore verifica delle sezioni scelte. Per il criterio termico è necessario individuare innanzitutto la corrente d'impiego  $I_b$  per la singola tratta, in modo da garantire che la portata del cavo  $I_0$  (opportunosamente corretta) sia sempre maggiore della corrente d'impiego prevista.

$$I_z = K_{ta} * K_{tt} * K_r * K_p * K_n * K_{ut} * I_0 > I_b$$

Dove:

- $K_{ta}$  è il coefficiente di correzione per posa in aria a temperatura ambientale diversa da 30°C;
- $K_{tt}$  è il coefficiente di correzione per posa interrata a temperatura ambientale diversa da 20°C;
- $K_n$  è il coefficiente di correzione per numero di conduttori caricati nello stesso scavo;
- $K_p$  è il coefficiente di correzione per valori di profondità di posa diversa da 0,8 m;
- $K_r$  è il coefficiente di correzione per valore di resistività termica del terreno diversa da 1,5 K\*m/W;
- $K_{ut}$  è il coefficiente di correzione impostato da progettista.

Per il criterio elettrico è necessario verificare che la massima caduta di tensione sul cavo, nelle condizioni di funzionamento ordinario e particolari previsti (per es. avviamento motori), sia entro valori accettabili in relazione al servizio. Indicazioni circa i valori ammissibili per la caduta di tensione possono essere ricavati dalle norme relative agli apparecchi utilizzatori connessi e dalle norme relative agli impianti, ove applicabili. Nel caso specifico si assume:

$$\Delta V = K_L \cdot (R \cos\varphi + X \sin\varphi) \leq 5\%$$

Dove:

- $K_L$  = coefficiente di linea: 2 per linea monofase e  $\sqrt{3}$  per linea trifase;
- R = resistenza del cavo;
- X = reattanza del cavo;
- I = corrente di impiego ( $I_b$ );
- $\cos\varphi$  = fattore di potenza.

Si riportano, di seguito, i dati di progetto per il dimensionamento delle varie tratte di cavo, **interne** al parco (collegamento delle varie power station (PS) con la cabina di raccolta);

Ogni tratta è codificata nel formato  $W_{xx\_yy}$  (**vedi tabella 15**), dove:

- XX è indicata la partenza;
- YY è indicato l'arrivo.

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	35 di 54

### 6.3.1 Wps1\_ps2

Tratta di cavo congiungente la PS1 (sottocampo A) con la PS2 (sottocampo B):

Wps1\_ps2

Sistema trifase	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	6008,00	
Potenza attiva (kW) =	6008,00	

cos φ = 1,00                      sin φ = 0,00

Corrente di impiego	I <sub>b</sub> (A) = 96,35
---------------------	----------------------------

Lunghezza tratta (km) = 0,01

Verifica: I <sub>b</sub> -I <sub>z</sub> & cdt [%] < 5 %	OK
--	----

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	--
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	50 - AI

@50°C			
R (Ω/km)	X (Ω/km)	C (μF/km)	Ø <sub>ext</sub> massimo (cm)
0,723	0,150	0,140	3,40

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Portata cavo I <sub>o</sub> (A) =	146,64
-----------------------------------	--------

Portata cavo I <sub>z</sub> (A) =	125,38
-----------------------------------	--------

K <sub>tot</sub> =	0,86
--------------------	------

K <sub>ta</sub> =	1,00
K <sub>tt</sub> =	1,00
K <sub>r</sub> =	1,00
K <sub>p</sub> =	0,95
K <sub>n</sub> =	1,00
K <sub>u</sub> =	0,90

effettiva (con correzione)	
cdt (kV)	0,0013
cdt (%)	0,00%
perdite potenza (kW)	0,2215
perdite potenza (%)	0,00%
utilizzo del cavo [I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> ] (%)	77%

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T <sub>s</sub> 250 C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA) =	4,60

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	36 di 54

### 6.3.2 Wps2\_CR

Tratta di cavo congiungente la PS2 (sottocampo B + sottocampo A) con la cabina di raccolta (CR):

**Wps2\_CR**

**Sistema trifase**

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	12016,00	
Potenza attiva (kW) =	12016,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

**Corrente di impiego**      Ib (A) = 192,71

Lunghezza tratta (km) = 0,93

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	185 - AI

**Portata cavo Io (A) = 308,10**

30°	temp. amb. posa in aria (Kta)	30	1,00
20°	temp.posa interr.(Ktt)	20	1,00
1,5 K*m/W	resist.terreno (Kr)	terreno compatto umid.norm.	1,00
80 cm	prof.posa interr. (Kp)	125	0,95
1	n.ro terne orizz. (Kn)	2 terne a 25 cm	0,86
1	coeff.utente (Kut)	coeff.sicurezza	0,90

**Ktot = 0,74**

**Portata cavo Iz (A) = 226,55**

cdt (kV)	0,0581
cdt (%)	0,16%
perdite potenza (kW)	19,3897
perdite potenza (%)	0,16%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	85%

Verifica: I <sub>b</sub> ≤ I <sub>z</sub> & cdt [%] ≤ 5 %	OK
---	----

**Tipo di posa:** interrato a trifoglio

R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,187	0,120	0,220	3,80

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250 C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	185
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA) =	17,02

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	37 di 54

### 6.3.3 Wps3\_ps4

Tratta di cavo congiungente la PS3 (sottocampo C) con la PS4 (sottocampo D):

**Wps3\_ps4**

**Sistema trifase**

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	6652,00	
Potenza attiva (kW) =	6652,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

Corrente di impiego      Ib (A) = 106,68

Lunghezza tratta (km) = 0,02

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	--
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	50 - AI

Portata cavo Io (A) = 146,64

30	1,00
20	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
1 terne a --	1,00
coeff.sicurezza	0,90
Ktot =	0,86
Portata cavo Iz (A) =	125,38

**Verifica: I<sub>b</sub> < I<sub>z</sub> & cdt [%] < 5 %**      **OK**

**Tipo di posa:**      interrato a trifoglio

STD	
30°	temp. amb. posa in aria (Kta)
20°	temp.posa interr.(Ktt)
1,5 K*m/W	resist.terreno (Kr)
80 cm	prof.posa interr. (Kp)
1	n.ro terne orizz. (Kn)
1	coeff.utente (Kut)

**effettiva (con correzione)**

cdt (kV)	0,0023
cdt (%)	0,01%
perdite potenza (kW)	0,4196
perdite potenza (%)	0,01%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	85%

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,40

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T+250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA) =	4,60

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	38 di 54

### 6.3.4 Wps4\_CR

Tratta di cavo congiungente la PS4 (sottocampo D + sottocampo C) con la cabina di raccolta (CR):

**Wps4\_CR**

**Sistema trifase**

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	12660,00	
Potenza attiva (kW) =	12660,00	

$\cos \varphi = 1,00$        $\sin \varphi = 0,00$

**Corrente di impiego**      **Ib (A) = 203,03**

Lunghezza tratta (km) = 0,70

*cdt desiderata (%)*      5,00%

n.ro terne stesso strato	2
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	<b>185 - Al</b>

**Portata cavo I<sub>0</sub> (A) = 308,10**

30°	temp. amb. posa in aria (K <sub>ta</sub> )	30	1,00
20°	temp. posa interr. (K <sub>tt</sub> )	20	1,00
1,5 K*m/W	resist. terreno (K <sub>r</sub> )	terreno compatto umid.norm.	1,00
80 cm	prof. posa interr. (K <sub>p</sub> )	125	0,95
1	n.ro terne orizz. (K <sub>n</sub> )	2 terne a 25 cm	0,86
1	coeff. utente (K <sub>ut</sub> )	coeff. sicurezza	0,90

**K<sub>tot</sub> = 0,74**

**Portata cavo I<sub>z</sub> (A) = 226,55**

cdt (kV)	0,0460
cdt (%)	0,13%
perdite potenza (kW)	16,1776
perdite potenza (%)	0,13%
utilizzo del cavo [I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> ] (%)	90%

Verifica: I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> & cdt [%] < 5 %	<b>OK</b>
--	-----------

<b>Tipo di posa:</b>	interrato a trifoglio
----------------------	-----------------------

<b>@50°C</b>	R	X	C	Øext massimo
	(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
	0,187	0,120	0,220	3,80

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

<b>Corrente di corto ammissibile</b>	
Tipo cavo	Al - Gomma T+250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	185
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA) =	17,02



CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	39 di 54

### 6.3.5 Wps5\_CR

Tratta di cavo congiungente la PS5 (sottocampo E) con la cabina di raccolta (CR):

**Wps5\_CR**

**Sistema trifase**

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	4209,00	
Potenza attiva (kW) =	4209,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

**Corrente di impiego**

I<sub>b</sub> (A) = 67,50

Lunghezza tratta (km) = 0,46

cdt desiderata (%) = 5,00%

n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	--
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	50 - AI

Portata cavo I<sub>0</sub> (A) = 146,64

30	1,00
20	1,00
resist.terreno (Kr)	1,00
terreno compatto umid.norm.	1,00
125	0,95
1 terne a --	1,00
coeff.sicurezza	0,90
K <sub>tot</sub>	0,86

Portata cavo I<sub>z</sub> (A) = 125,38

cdt (kV)	0,0390
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	4,5651
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> ] (%)	54%

Verifica: I <sub>b</sub> < I <sub>z</sub> & cdt [%] < 5 %	<b>OK</b>
---	-----------

<b>Tipo di posa:</b>	interrato a trifoglio
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K <sub>ta</sub> )
20°	temp.posa interr.(K <sub>tt</sub> )
1,5 K <sup>o</sup> m/W	resist.terreno (K <sub>r</sub> )
80 cm	prof.posa interr. (K <sub>p</sub> )
1	n.ro terne orizz. (K <sub>n</sub> )
1	coeff.utente (K <sub>ut</sub> )

**effettiva (con correzione)**

cdt (kV)	0,0390
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	4,5651
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> ] (%)	54%

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,40

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	AI - Gomma T <sub>z</sub> 250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA)	4,60

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	40 di 54

### 6.3.6 Wps6\_ps7

Tratta di cavo congiungente la PS6 (sottocampo F) con la PS7 (sottocampo G):

**Wps6\_ps7**

**Sistema trifase**

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	5612,00	
Potenza attiva (kW) =	5612,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

**Corrente di impiego**      Ib (A) = 90,00

Lunghezza tratta (km) = 0,03

cdt desiderata (%)      5,00%

n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	--
n.ro cavi X fase	1
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	50 - Al

**Portata cavo Io (A) = 146,64**

30°	temp. amb. posa in aria (Kta)	30	1,00
20°	temp. posa interr. (Ktt)	20	1,00
1,5 K*m/W	resist. terreno (Kir)	terreno compatto umid.norm.	1,00
80 cm	prof. posa interr. (Kp)	125	0,95
1	n.ro terne orizz. (Kn)	1 terne a --	1,00
1	coeff. utente (Kut)	coeff. sicurezza	0,90

**Ktot = 0,86**

**Portata cavo Iz (A) = 125,38**

cdt (kV)	0,0037
cdt (%)	0,01%
perdite potenza (kW)	0,5797
perdite potenza (%)	0,01%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	72%

Verifica: Ib<Iz & cdt [%] < 5 %	<b>OK</b>
---------------------------------	-----------

**Tipo di posa:** interrato a trifoglio

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(µF/km)	(cm)
0,723	0,150	0,140	3,40

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T=250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	50
tempo (s)	1
Icc,max (kA) =	4,60

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	41 di 54

### 6.3.7 Wps7\_CR

Tratta di cavo congiungente la PS7 (sottocampo F + sottocampo G) con la cabina di raccolta (CR):

Dalla **tabella 15** si evince che, per la tratta **Wps7\_CR** sono previste due tipologie di posa:

- Direttamente interrato (terreno agricolo) per complessivi 344 m;
- In tubo interrato (T.O.C.) per complessivi 66 m.

Dalla **tab. 8 della CEI-UNEL 35027**, si ricava che la **portata in corrente (I<sub>o</sub>)** per la modalità di posa in tubo interrato (rif. E5) risulta inferiore alla corrispondente portata del medesimo cavo direttamente interrato (rif. D5), è evidente che la posa in tubo interrato risulta penalizzante dal punto di vista della portata dei cavi, con conseguente necessità di sovradimensionare i cavi stessi; ragion per cui di seguito si riportano i risultati del dimensionamento termico, effettuata per la posa in tubo interrato:

		Tensione (kV) =	36,00
		Potenza apparente (kVA) =	10601,00
		Potenza attiva (kW) =	10601,00
		$\cos \varphi =$	1,00
		I <sub>b</sub> (A) =	170,01
		n.ro terne stesso strato	1
		dist. fra terne	--
		n.ro cavi X fase	1
		Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	120 - Al
		Portata cavo I <sub>o</sub> (A) =	184,08
		30	1,00
		20	1,00
		terreno umido o bagnato	1,11
		125	0,95
		1 terne a --	1,00
		coeff.sicurezza	0,90
		K <sub>tot</sub> =	0,95
		Portata cavo I <sub>z</sub> (A) =	174,70

Corrente di impiego	
Verifica: $I_b < I_z$ & $cdt[\%] < 5\%$	OK

<b>Tipo di posa:</b>	in tubo interrato (T.O.C.)
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (K <sub>ta</sub> )
20°	temp.posa interr.(K <sub>tt</sub> )
1,5 K*m/W	resist.terreno (K <sub>r</sub> )
80 cm	prof.posa interr. (K <sub>p</sub> )
1	n.ro terne orizz. (K <sub>n</sub> )
1	coeff.utente (K <sub>ut</sub> )

effettiva (con correzione)	
----------------------------	--

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	42 di 54

Di seguito i calcoli effettuati con la sezione scelta in precedenza (**120 mm<sup>2</sup> - Al**), per la modalità di posa prevalente (direttamente interrati a trifoglio – terreno agricolo)

**Posa direttamente interrato (posa prevalente)**

**Wps7\_CR**

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	10601,00	
Potenza attiva (kW) =	10601,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

Corrente di impiego      Ib (A) = 170,01

Lunghezza tratta (km) = 0,45

cdt desiderata (%)      5,00%

n.ro terne stesso strato	1
dist. fra terne	--
n.ro cavi X fase	1

Sezione (mm<sup>2</sup>-tipo)      **120 - Al**

Portata cavo Io (A) = 243,36

30°	1,00
20°	1,00
1,5 K*m/W	1,00
80 cm	0,95
1	1,00
1	0,90

coeff.sicurezza      Ktot = 0,86

Portata cavo Iz (A) = 208,07

cdt (kV)	0,0382
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	11,2352
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	82%

Verifica:  $I_b \leq I_z$  &  $cdt[\%] \leq 5\%$       **OK**

Tipo di posa:	interrato a trifoglio
STD	
30°	temp. amb. posa in aria (Kta)
20°	temp.posa interr.(Ktt)
1,5 K*m/W	resist.terreno (Kr)
80 cm	prof.posa interr. (Kp)
1	n.ro terne orizz. (Kn)
1	coeff.utente (Kut)

effettiva (con correzione)

cdt (kV)	0,0382
cdt (%)	0,11%
perdite potenza (kW)	11,2352
perdite potenza (%)	0,11%
utilizzo del cavo [Ib/Iz] (%)	82%

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

@50°C			
R	X	C	Øext massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,287	0,130	0,190	3,60

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T+250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	120
tempo (s)	1
Icc,max (kA) =	11,04

### 6.3.8 RIEPILOGO tratte interne

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI APRICENA Loc.Pozzilli (FG) con pot.nom. 39486 kW							
Denominazione tratta	Wps1_ps2	Wps2_CR	Wps3_ps4	Wps4_CR	Wps5_CR	Wps6_ps7	Wps7_CR
Potenza attiva [kW] @ $\cos\phi = 1$	6008,00	12016,00	6652,00	12660,00	4209,00	5612,00	10601,00
Lunghezza Linea [km]	0,01	0,93	0,02	0,70	0,46	0,03	0,45
N.ro di cavi x fase	1	1	1	1	1	1	1
Tipo cavo	ARE4H5E 20,8/36 1x...						
Tipo di posa prevalente	Cavi direttamente interrati (CEI 11-17 - tipo M)						
Disposizione delle terne	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio
Profondità di posa [m]	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Tipo di linea	Trifase						
Tensione di linea [kV]	36						
Corrente di impiego [A]	96,35	192,71	106,68	203,3	67,5	90	170,01
Sezione Cavo [mm <sup>2</sup> ]	50	185	50	185	50	50	120
Anima conduttore	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
cdt [kV]	0,00	0,06	0,002	0,05	0,04	0,00	0,04
cdt [%]	0,00%	0,16%	0,01%	0,13%	0,11%	0,01%	0,11%
Potenza dissipata [kW]	0,22	19,39	0,42	16,18	4,57	0,58	11,24
Potenza dissipata [%]	0,00%	0,16%	0,01%	0,13%	0,11%	0,01%	0,11%

**Tabella 17 Riepilogo tratte interne**

Dati costruttivi cavo ARE4H5E 20,8/36 1x...						
Sez. (mm <sup>2</sup> )	Ø cond. (mm)	Øi isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)	Rmin curv. (mm)	Portata a trifoglio int. [Io] (A)
50	8,20	25,50	34,00	830	450	147
120	12,90	27,40	36,00	1040	470	243
185	16,00	32,60	40,70	1450	855	321

**Tabella 18 Caratteristiche meccaniche cavi**

## 7 CABINA DI RACCOLTA E SMISTAMENTO

Considerando la distribuzione dei sottocampi fotovoltaici e la potenza complessiva in gioco, si è deciso di dividere l'intero parco in quattro zone elettricamente indipendenti, ognuna con un proprio arrivo nella cabina di raccolta:

- **Zona A:** PS1-PS2;
- **Zona B:** PS3-PS4;
- **Zona C:** PS5;
- **Zona D:** PS6-PS7;

Il sistema sarà costituito da tutte le apparecchiature necessarie per l'interconnessione e il controllo delle diverse power station (PS).

In particolare, il sistema sarà costituito da strutture MONOBLOCCO in C.A.V., ottenute con un unico getto, che realizza il pavimento, le tre pareti laterali e la soletta di copertura, al quale viene fissata una parete laterale di tamponamento.

Ogni struttura prevede un basamento di fondazione realizzato da una struttura prefabbricata monoblocco di tipo "a vasca" in grado di garantire la massima flessibilità per quanto riguarda la distribuzione dei cavi all'interno della cabina elettrica e al tempo stesso assicurare una corretta distribuzione dei carichi sul terreno.

Il progetto prevede la posa di 4 strutture affiancate, con le seguenti caratteristiche:

- 1) Sala quadri MT;
- 2) Locale Trasformatore S.A. e locale misura;
- 3) Locale Gruppo elettrogeno;
- 4) Control Room e sistemi di comunicazione con TSO.

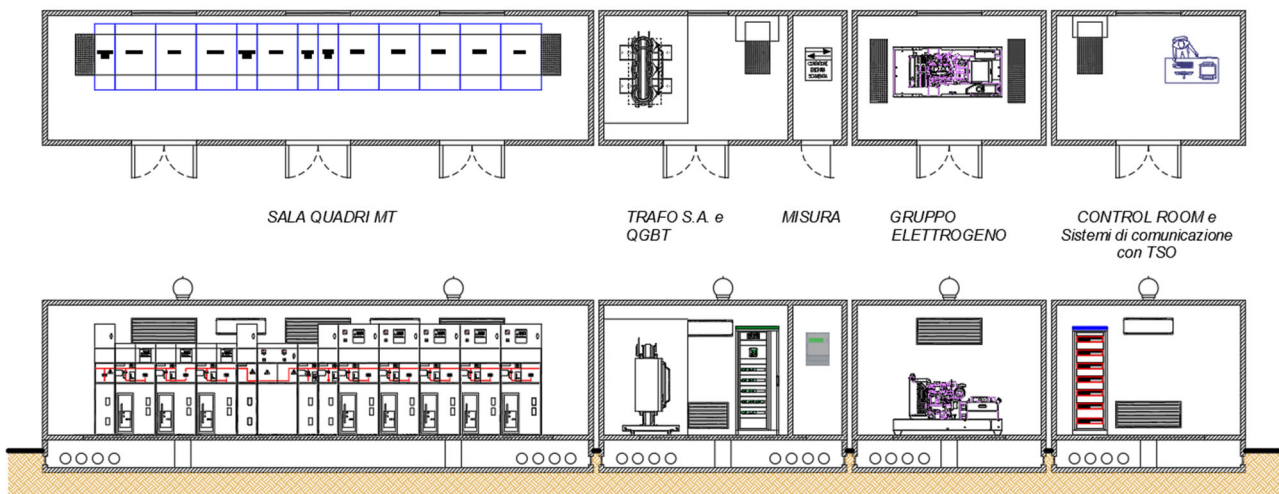
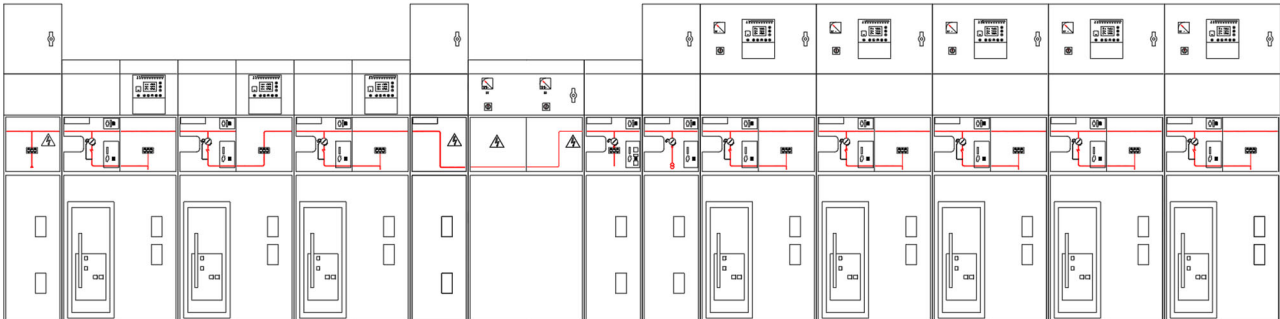


Figura 20 Layout della CR (pianta e sezione)

## 7.1 Sala quadri MT

Il locale conterrà il quadro MT, così composto:



*Figura 21 Quadri MT (tipologico)*

- Unità arrivo linea o partenza con sezionatore di messa a terra;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt del cavo di collegamento con la SE RTN;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per DG+DDI con SPG+SPI;
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA e uscita cavi, per reattore shunt per rispetto del vincolo sulla potenza reattiva scambiata con la SE RTN;
- Unità risalita sbarre destra o sinistra con TA e TV, per misuratore energia scambiata;
- Unità protezione trasformatore con IMS combinato con fusibili, per l'alimentazione BT dei servizi ausiliari;
- Unità misure, con TV fase-terra per la misura sulla barra MT della tensione omopolare;
- N°4 Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, per la protezione di linea di ogni zona.
- Unità interruttore con sezionatore di isolamento, TA, TV e uscita cavi, quale unità di riserva.

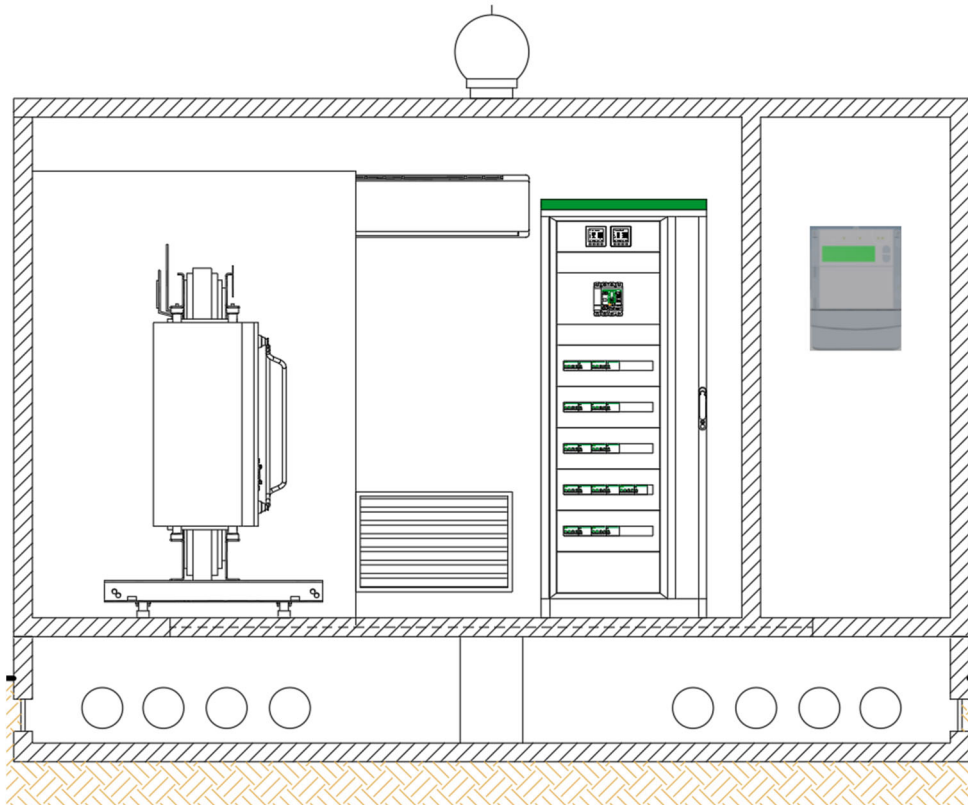
### Caratteristiche elettriche delle apparecchiature:

- Tensione nominale: 36 kV
- Tensione massima: 42 kV
- Tensione tenuta a freq. industriale (1 minuto 50 Hz) (valore efficace): 70 kV
- Tensione a impulso atmosferico (onda 1,2 / 50 µs) (cresta): 170 kV
- Corrente nominale ammissibile c.to: 20 kA
- Tempo di estinzione del guasto: 1 s

## 7.2 Locale Trasformatore S.A. e locale misura

Per i Servizi Ausiliari sono previsti diversi sistemi di alimentazione, sia in corrente alternata che in corrente continua, necessari per i sistemi di controllo, comando, protezione e misura.

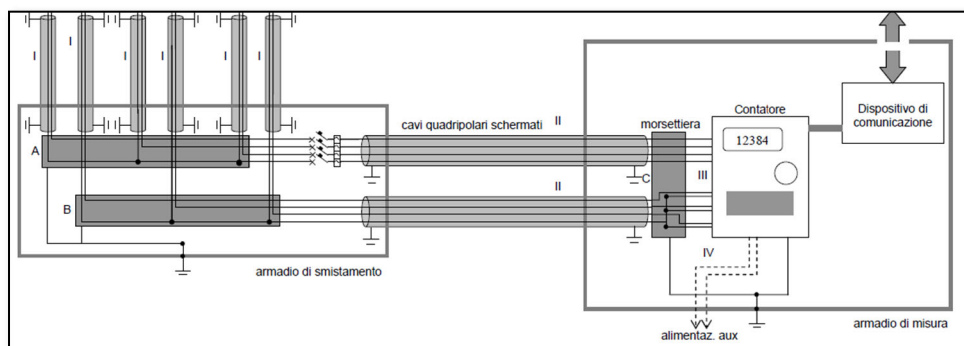
In particolare, è stata prevista l'alimentazione di tutti i servizi ausiliari mediante un trasformatore 36/0,4 kV dedicato (potenza nominale **160 kVA**).



**Figura 22** Locale trasformatore S.A. e locale misura

All'interno del locale trasformatore sarà presente anche il quadro generale BT.

Nella stessa struttura, affiancato al locale trasformatore, è previsto il locale misura con i relativi apparati:



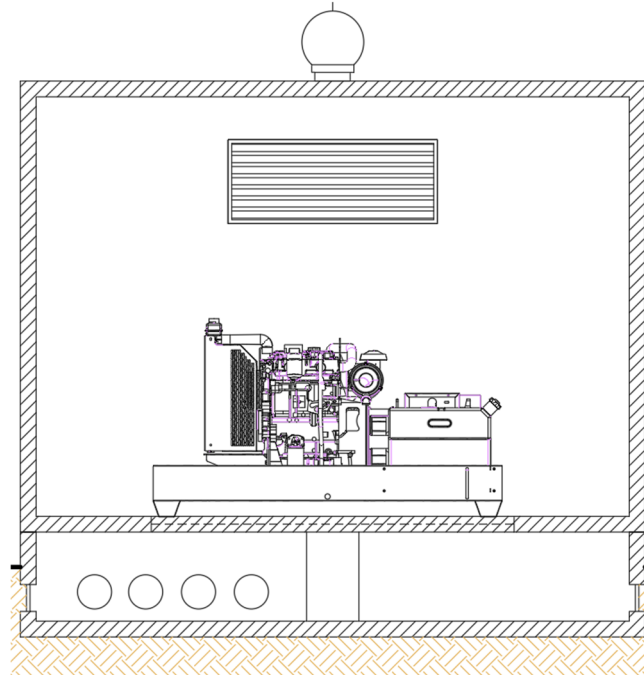
**Figura 23** Schema di principio dell'apparecchiatura di Misura Energia scambiata



CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	47 di 54

### 7.3 Locale Gruppo elettrogeno

Nel locale è prevista l'installazione di un gruppo elettrogeno diesel, per funzionamento in emergenza, con potenza nominale di **25 kVA**, con una tensione di uscita trifase 230/400 V, e relativo QUADRO DI CONTROLLO AUTOMATICO ACP.



**Figura 24** Locale GE

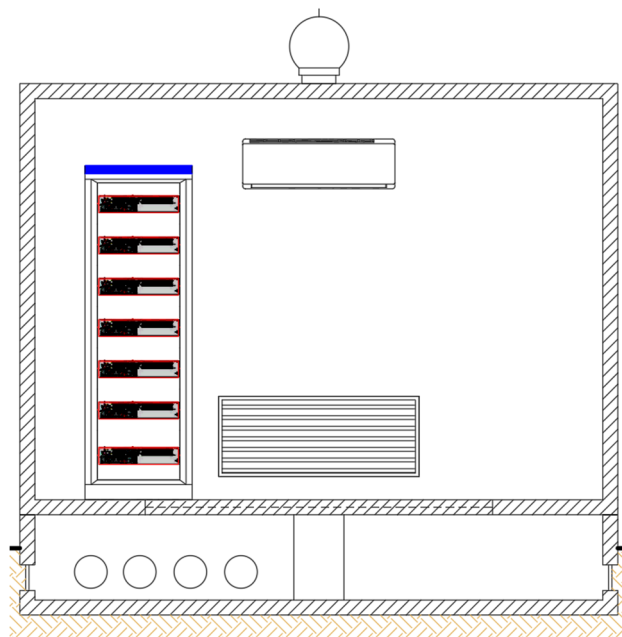
### 7.4 Control Room e sistemi di comunicazione con TSO

Verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura *SCADA* in conformità alle specifiche della piramide CIM, al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni. Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione del parco fotovoltaico;
- di produzione degli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Il sistema di monitoraggio ambientale avrà il compito di misurare dati climatici e dati anemometrici sul parco fotovoltaico. I parametri rilevati puntualmente dalla stazione di monitoraggio ambientale saranno inviati al sistema di monitoraggio *SCADA* e contribuiranno alla valutazione della producibilità teorica, parametro determinante per il calcolo delle performance dell'impianto fotovoltaico.

I dati monitorati saranno gestiti e archiviati da un sistema di monitoraggio *SCADA*. Il sistema nel suo complesso avrà ottime capacità di precisione di misura, robusta insensibilità ai disturbi, capacità di auto-diagnosi e auto-tuning.

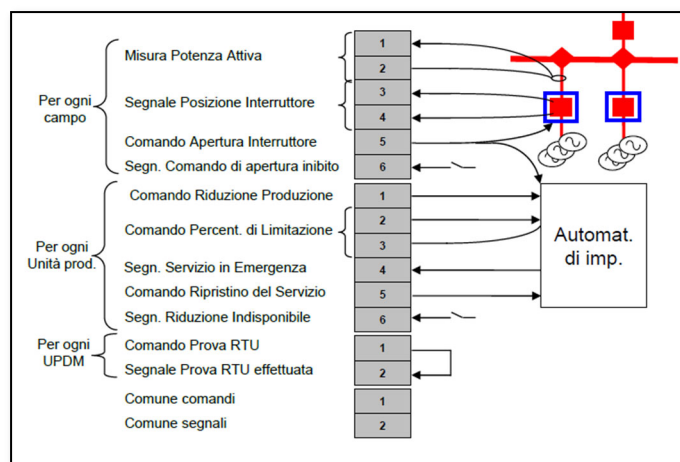


**Figura 25 Control ROOM**

Nell'ambito del Piano di difesa del sistema elettrico sono previsti sistemi di difesa ad azione correttiva che attuano azioni di distacco, a fronte di eventi predefiniti, o modulazione della produzione.

A tal fine, presso gli impianti di produzione asserviti ai suddetti sistemi di difesa deve essere predisposto un apparato periferico di difesa e monitoraggio (apparato periferico di teleseccato o **UPDM**), avente la funzione di acquisire misure ed altre informazioni ausiliarie e di attuare comandi di distacco o di modulazione della produzione, a seguito della ricezione di un messaggio proveniente da altri apparati periferici di teleseccato o dal sistema centrale di difesa di Terna (TSO).

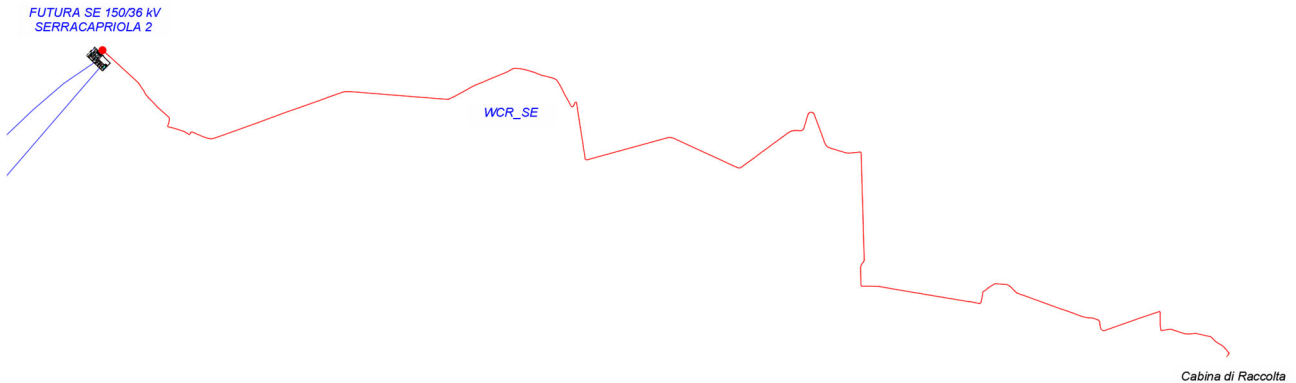
Detti apparati saranno allocati nel già menzionato locale.



**Figura 26 Interfaccia locale di un impianto eolico o fotovoltaico**

## 8 LINEA DI INTERCONNESSIONE AT ESTERNA

Di seguito si procederà al dimensionamento della tratta esterna, che collega la cabina di raccolta con la sezione a 36 kV della stazione elettrica di TERNA.



**Figura 27 Tratta esterna AT "36kV"**

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI APRICENA Loc.Pozzilli (FG) - DESCRIZIONE DELLE TRATTE DI PROGETTO									
Denominazione Tratta	Tratta elettrica [m]	Tratta elettrica con sfrido del 10% [m]	N° Terne	Scavo cavidotto/elettrodotta [m]					
				Strada Asfaltata	T.O.C.	In canalizz. metallica a parete	Attraversamento sub-alveo	Strada Sterrata	Terreno agricolo
WCR_SE	13456	14802	2	7084	869			3264	2239

**Tabella 19 Tratta elettrica di progetto (esterna al campo)**

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	50 di 54

Dalla **tabella 19** si evince che, per la tratta **WCR\_SE** sono previste due tipologie di posa:

- c. Direttamente interrato (strada asf. – strada sterrata – terreno agric.) per complessivi 12,587 Km;
- d. In tubo interrato (T.O.C.) per complessivi 0,869 Km.

Dalla **tab. 8 della CEI-UNEL 35027**, si ricava che la **portata in corrente (I<sub>0</sub>)** per la modalità di posa in tubo interrato (rif. **E5**) risulta inferiore alla corrispondente portata del medesimo cavo direttamente interrato (rif. **D5**), è evidente che la posa in tubo interrato risulta penalizzante dal punto di vista della portata dei cavi, con conseguente necessità di sovradimensionare i cavi stessi; ragion per cui di seguito si riportano i risultati del dimensionamento termico, effettuata per **la posa in tubo interrato**:

		<b>Sistema trifase</b>	
			<b>F-F</b>
		Tensione (kV) =	<b>36,00</b>
		Potenza apparente (kVA) =	<b>39486,00</b>
		Potenza attiva (kW) =	<b>39486,00</b>
			<i>cos φ = 1,00</i>
<b>Corrente di impiego</b>		<b>I<sub>b</sub> (A) =</b>	<b>633</b>
<b>OK</b>		n.ro terne stesso strato	<b>2</b>
		dist. fra terne	<b>25 cm</b>
		n.ro cavi X fase	<b>2</b>
		<b>Sezione (mm<sup>2</sup>-tipo)</b>	<b>400 - Al<sub>36</sub></b>
<b>Tipo di posa:</b>	<b>in tubo interrato (T.O.C.)</b>	<b>Portata cavo I<sub>0</sub> (A) =</b>	<b>724</b>
<i>STD</i>			
30°	temp. amb. posa in aria ( <b>K<sub>ta</sub></b> )	30	<b>1,00</b>
20°	temp.posa interr. ( <b>K<sub>tt</sub></b> )	20	<b>1,00</b>
1,5 K*m/W	resist.terreno ( <b>K<sub>r</sub></b> )	terreno umido o bagnato	<b>1,11</b>
80 cm	prof.posa interr. ( <b>K<sub>p</sub></b> )	125	<b>0,95</b>
1	n.ro terne orizz. ( <b>K<sub>n</sub></b> )	2 terne a 25 cm	<b>0,86</b>
1	coeff.utente ( <b>K<sub>ut</sub></b> )	<i>coeff.sicurezza</i>	<b>1,00</b>
		<b>K<sub>tot</sub> =</b>	<b>0,91</b>
	<b>effettiva (con correzione)</b>	<b>Portata cavo I<sub>z</sub> (A) =</b>	<b>656</b>

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	51 di 54

Di seguito i calcoli effettuati con la sezione scelta in precedenza (**400 mm<sup>2</sup> - Al**), per la modalità di posa prevalente (direttamente interrati a trifoglio)

**Posa direttamente interrato (posa prevalente)**

**WCR\_SE**

Sistema trifase

	F-F	F-N
Tensione (kV) =	36,00	20,78
Potenza apparente (kVA) =	39486,00	
Potenza attiva (kW) =	39486,00	

cos φ = 1,00      sin φ = 0,00

Corrente di impiego      I<sub>b</sub> (A) = 633

Lunghezza tratta (km) = 14,80

Verifica: I<sub>b</sub> < I<sub>z</sub> & cdt [%] < 5 %      **OK**

cdt desiderata (%)	5,00%
n.ro terne stesso strato	4
dist. fra terne	25 cm
n.ro cavi X fase	2
Sezione (mm <sup>2</sup> -tipo)	<b>400 - Al_36</b>

Portata cavo I<sub>0</sub> (A) = 958

temp. amb. posa in aria (K <sub>ta</sub> )	30	1,00
temp.posa interr.(K <sub>tt</sub> )	20	1,00
resist.terreno (K <sub>r</sub> )	1,5 K*m/W	1,00
prof.posa interr. (K <sub>p</sub> )	80 cm	0,95
n.ro terne orizz. (K <sub>n</sub> )	1	0,74
coeff.utente (K <sub>ut</sub> )	1	1,00
coeff.sicurezza		0,70
<b>K<sub>tot</sub></b>		<b>0,70</b>

Portata cavo I<sub>z</sub> (A) = 673

cdt (kV)	0,7122
cdt (%)	1,98%
perdite potenza (kW)	781,1326
perdite potenza (%)	1,98%
utilizzo del cavo [I <sub>b</sub> /I <sub>z</sub> ] (%)	94%

@50°C			
R	X	C	θ <sub>ext</sub> massimo
(Ω/km)	(Ω/km)	(μF/km)	(cm)
0,088	0,101	0,308	4,790

tab.8 (D5) CEI-UNEL 35027 (RG7H1R)

Corrente di corto ammissibile	
Tipo cavo	Al - Gomma T+250°C
Sezione (mm <sup>2</sup> )	400
tempo (s)	1
I <sub>cc,max</sub> (kA) =	36,80

Dati costruttivi cavo ARE4H5E 20,8/36 1x...						
Sez. (mm <sup>2</sup> )	Ø cond. (mm)	Øi isolante (mm)	Øext massimo (mm)	Peso (kg/km)	Rmin curv. (mm)	Portata a trifoglio int. [I <sub>0</sub> ] (A)
400	23,50	39,10	47,90	2190	1006	479

**Tabella 20 Caratteristiche meccaniche cavo per tratta esterna**

## 9 RIEPILOGO

Di seguito, la tabella riassuntiva e lo schema unifilare dell'intero impianto:

PARCO FOTOVOLTAICO NEL COMUNE DI APRICENA Loc.Pozzilli (FG) con pot.nom. 39486 kW								
Denominazione tratta	Wps1_ps2	Wps2_CR	Wps3_ps4	Wps4_CR	Wps5_CR	Wps6_ps7	Wps7_CR	CR-SE
Potenza attiva [kW] @ cosφ = 1	6008,00	12016,00	6652,00	12660,00	4209,00	5612,00	10601,00	39486,00
Lunghezza Linea [km]	0,01	0,93	0,02	0,70	0,46	0,03	0,45	14,80
N.ro di cavi x fase	1	1	1	1	1	1	1	2
N.ro di terne sullo stesso strato	1	2	1	2	1	1	1	4
Tipo cavo	ARE4H5E 20,8/36 1x...							
Tipo di posa prevalente	Cavi direttamente interrati (CEI 11-17 - tipo M)							
Disposizione delle terne	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio	a trifoglio
Profondità di posa [m]	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25	1,25
Tipo di linea	Trifase							
Tensione di linea [kV]	36							
Corrente di impiego [A]	96,35	192,71	106,68	203,3	67,5	90	170,01	633,26
Sezione Cavo [mm <sup>2</sup> ]	50	185	50	185	50	50	120	400
Anima conduttore	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al	Al
cdt [kV]	0,00	0,06	0,002	0,05	0,04	0,00	0,04	0,71
cdt [%]	0,00%	0,16%	0,01%	0,13%	0,11%	0,01%	0,11%	1,98%
CDT max (da SE) [%]	<b>2,14%</b>	2,14%	2,12%	<b>2,11%</b>	<b>2,09%</b>	<b>2,10%</b>	2,09%	<b>1,98%</b>
Potenza dissipata [kW]	0,22	19,39	0,42	16,18	4,57	0,58	11,24	781,13
Potenza dissipata [%]	0,00%	0,16%	0,01%	0,13%	0,11%	0,01%	0,11%	1,98%
<b>Potenza impianto [MW]</b>	<b>39,49</b>							
<b>Potenza dissipata impianto [MW]</b>	<b>0,83</b>							
<b>Potenza dissipata impianto [%]</b>	<b>2,11</b>							

**Tabella 21 Riepilogo tratte in cavo dell'intero impianto**

Come si evince dalla tabella 21:

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona A" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 2,14 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona B" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 2,12 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona C" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 2,09 (< 5)$$

la c.d.t. totale (dalla SE RTN) del ramo "zona D" è pari a:

$$\text{cdt} [\%] = 2,09 (< 5)$$

La potenza totale dissipata, a regime (potenza nominale di produzione), è pari a:

$$\text{Potenza dissipata [MW]} = 0,83$$

$$\text{Potenza dissipata} [\%] = 2,11$$

CODICE	FV.APR01.PD.H.05
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	10/2023
PAGINA	53 di 54

