

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO FOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

POTENZA NOMINALE 20 MW

REGIONE
BASILICATA



PROVINCIA
di POTENZA



COMUNE di
POTENZA



Località "Case Brescia"

Scala:

Formato Stampa:

-

-

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

A.5

Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Progettazione:

Committenza:



R.S.V. Design Studio S.r.l.

Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)
P.IVA 05885970656
Tel./fax: +39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it



ITS POTENZA S.r.l.

Via Vincenzo Verrastro, 15a | 85100 Potenza (PZ)
P.IVA 02054900762
Indirizzo pec: its.potenza.srl@pec.it



Catalogazione Elaborato

A5_ITS_PTZ02_Relazione tecnica impianto fotovoltaico.docx

A5_ITS_PTZ02_Relazione tecnica impianto fotovoltaico.pdf

Data:	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Giugno 2023	Prima emissione	AV	RSV	ITS Potenza

Sommario

1. INTRODUZIONE.....	3
2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO	3
2.1. DESCRIZIONE ELEMENTI PROGETTUALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO.....	3
2.1.1. <i>Generatore fotovoltaico</i>	5
2.1.2. <i>Inverter</i>	9
2.1.3. <i>Cabina di trasformazione</i>	12
2.1.5. <i>Cabina di consegna</i>	17
2.1.6. <i>Storage system</i>	17
2.1.7. <i>Stazione di trasformazione 150/30 kv</i>	19
2.1.8. <i>Descrizione della stazione</i>	20
2.1.9. <i>Servizi ausiliari</i>	23
2.1.10. <i>Infrastrutture elettriche</i>	24
2.1.11. <i>Strutture di sostegno dei pannelli (Strutture fisse)</i>	33
3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	33
3.1. SITO DI INSTALLAZIONE E POTENZA TOTALE IMPIANTO.....	33
3.2. REGIME DI "INSOLAZIONE" DEL SITO.....	34
3.3. CALCOLO DELLA PRODUCIBILITÀ	35
3.4. POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI	42
4. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE	43
4.1. SISTEMA DI PROTEZIONE DA FULMINAZIONI (SPD) DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI.....	44
4.2. PROTEZIONE INTERNA DA FULMINAZIONE/PROTEZIONE DEI COMPONENTI ELETTRONICI	45
5. CONCLUSIONI.....	45

Indice delle figure

FIGURA 1 – SCHEMATIZZAZIONE PARCO FOTOVOLTAICO	4
FIGURA 2: PANNELLO FV DELLA CANDIAN SOLAR – MODELLO BIHIKU7 BIFACIAL MONO PERC CON DIMENSIONI 2384 X 1303 X 33 MM	7
FIGURA 3: UNITÀ ELEMENTARI DEL GENERATORE FOTOVOLTAICO	7
FIGURA 4: INVERTER SUNGROW – MODELLO SG250HX – V113.....	10
FIGURA 5: TRASFORMATORE DELLA SUNGROW – MSV3450-LV (IN ALTO) E SCHEMA DI UN POSSIBILE COLLEGAMENTO DEL TRASFORMATORE E DELLE RELATIVE PROTEZIONI (IN BASSO)	16
FIGURA 6 – DIFFERENTI TIPOLOGIE DI POSA DEL CAVIDOTTO	27
FIGURA 7: VISTA LATERALE DELLA STRUTTURA DI SOSTEGNO DEI PANNELLI	33
FIGURA 8: IRRADIAZIONE GIORNALIERA MEDIA ANNUA DEI VARI COMUNI LUCANI ESPRESSA IN KWH/M2*GIORNO (FONTE: ENEA)	35
FIGURA 9. DATI METERELOGICI	36
FIGURA 10. DIAGRAMMA CLINOMETRICO	37
FIGURA 11. COMPORTAMENTO DEI MODULI IN FUNZIONE DEL LIVELLO DI IRRAGGIAMENTO	38
FIGURA 12. DIAGRAMMA DELLE PERDITE	41
FIGURA 13: COORDINATE GEOGRAFICHE DEL PERIMETRO CHE RACCHIUDE IL SITO DA DESTINARE ALLA REALIZZAZIONE DEL CAMPO FOTOVOLTAICO IN LOCALITÀ “CASE BRESCIA” IN AGRO DEL COMUNE DI POTENZA (PZ)	43

Indice delle tabelle

TABELLA 1: CARATTERISTICHE TECNICHE ED ELETTRICHE DEI PANNELLI FV DELLA CANDIAN SOLAR – MODELLO BIHIKU7 BIFACIAL MONO PERC.....	8
TABELLA 2: CARATTERISTICHE SALIENTI DELL’INVERTER SUNGROW – MODELLO SG250HX – V113	12
TABELLA 3: CARATTERISTICHE DEL TRASFORMATORE TRIFASE IMMERSO IN OLIO MINERALE	15

1. INTRODUZIONE

La presente relazione descrive le componenti dell'impianto fotovoltaico, motivando le soluzioni adottate, e ne individua e descrive il funzionamento complessivo. Nello specifico, illustra gli esiti dello studio di fattibilità relativo all'impianto fotovoltaico proposto dalla *ITS POTENZA S.R.L.* ed ubicato in agro del comune di Potenza (PZ).

Il progetto di parco agrifotovoltaico prevede l'installazione di n° 30'000 pannelli fotovoltaici con una potenza massima unitaria di ciascuno pari a 665 Wp. La potenza complessiva nominale di impianto risulta pari a 20 MWp.

I pannelli saranno collegati in serie fra loro per un parallelo sugli inverter ciascuno dei quali collegati a n° 15 stringhe, ciascuna da 25 moduli e poi dagli inverter alle cabine di trasformazione e successivamente alla cabina di consegna; la cabina di consegna a sua volta si connette, tramite cavo MT interrato, direttamente alla stazione utente 150/30 kV. Da qui l'energia prodotta verrà trasmessa, mediante collegamento in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN, denominata "Avigliano", da inserire in entra - esce alle linee a 150 kV della RTN "Avigliano - Potenza" e "Avigliano - Avigliano C.S.", previa realizzazione di due nuovi elettrodotti della RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE suddetta e la SE di Vaglio e un nuovo elettrodotto a 150 kV della RTN di collegamento tra le SE di Vaglio, Oppido e Genzano.

2. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO

2.1. Descrizione elementi progettuali del parco fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è caratterizzato, dal punto di vista impiantistico, da una struttura piuttosto semplice. Esso è infatti composto da:

- ▲ *Generatore fotovoltaico* costituito da n° 30'000 *pannelli fotovoltaici*, completi di cablaggi elettrici, di potenza nominale pari a max 665Wp ;
- ▲ Impianto elettrico costituito da:
 - *Cavi elettrici in corrente continua BT* per:
 - il collegamento delle stringhe (di pannelli fotovoltaici) agli inverter, i cavi sono cablati all'interno dei profili metallici costituenti la struttura di fissaggio dei moduli;
 - il collegamento tra gli inverter e le cabine di trasformazione;

- *Cavidotto interrato in MT a 30 kV* di collegamento tra le cabine di trasformazione e da queste ultime alla cabina di consegna e poi alla stazione di trasformazione 150/30 kV;
 - Uno *storage da 10 MW* e relativo cavidotto interrato di collegamento alla stazione di trasformazione;
 - Una *stazione di trasformazione 150/30 kV* completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
 - Un *elettrodotto a 150 kV* di collegamento in antenna dalla stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 150 kV di Terna SpA, per la connessione del parco fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).
- ▲ Opere civili di servizio, costituite principalmente dall'eventuale struttura di fondazione dei pannelli, dalle opere di viabilità e cantierizzazione e dai cavidotti.

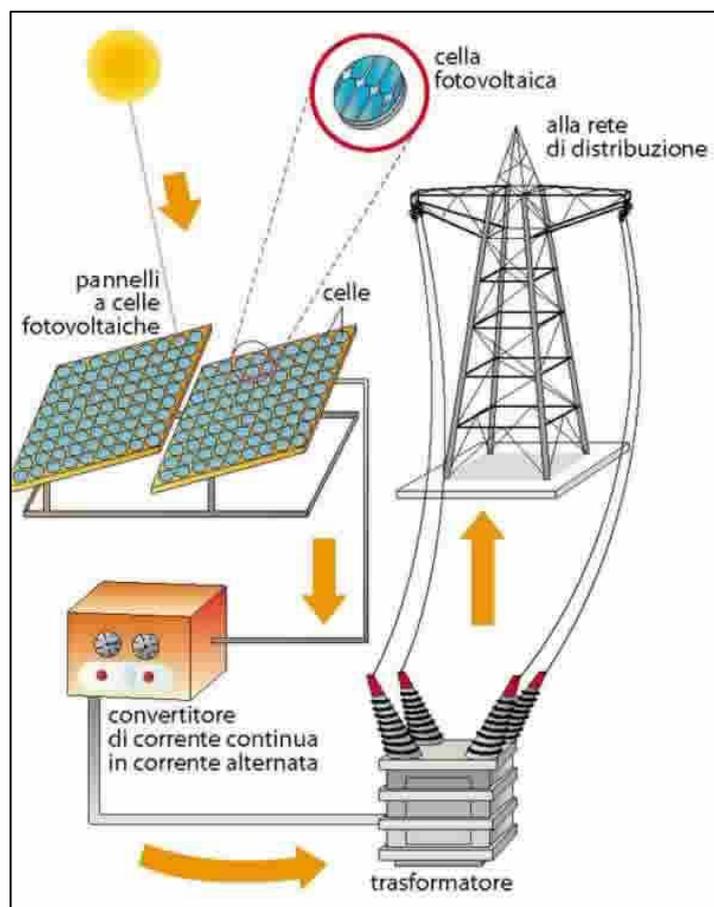


Figura 1 - Schematizzazione parco fotovoltaico

2.1.1. *Generatore fotovoltaico*

Il generatore fotovoltaico è l'elemento responsabile dell'intercettazione della luce solare e dunque l'elemento che trasforma l'energia solare in energia elettrica: esso rappresenta dunque il primo elemento essenziale del campo fotovoltaico. Il generatore si costituisce di una serie di stringhe formate a loro volta dall'insieme dei pannelli; i pannelli sono costituiti dall'insieme di moduli. La cella fotovoltaica rappresenta l'unità minima indivisibile costituente il generatore (Figura 3).

La cella fotovoltaica in condizioni standard, ossia in condizioni di temperatura pari a 25°C e ricevente una potenza di radiazione pari a 1000 W/mq, è in grado di produrre circa 1.5 W di potenza (la potenza in uscita da un dispositivo FV quando esso lavora in condizioni standard prende il nome di *potenza di picco, Wp*).

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico (Figura 3) i moduli impiegati sono da 665 Wp della Canadian Solar - *modello Bihiku7 Bifacial Mono Perc* con dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Inspection (Figura 2).

Più pannelli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

Il pannello siffatto possiede delle caratteristiche di resistenza ad alte temperature verificata mediante test a 105 °C per 200 ore di funzionamento e dagli urti da grandine fino ad 83 km/h, grazie all'utilizzo di vetro temperato da 3,2 mm, in grado di garantire il migliore equilibrio tra resistenza meccanica e trasparenza.

Le caratteristiche principali dei pannelli utilizzati, illustrate nella scheda tecnica, sono riportate nella

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency	
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%	
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%	
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%	
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%	
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	22.12 A	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%	
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	19.39 A	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	20.32 A	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	22.16 A	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%	
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	19.44 A	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	20.36 A	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	22.21 A	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%	
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	19.48 A	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	20.41 A	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	22.26 A	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m², spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Tabella 1.

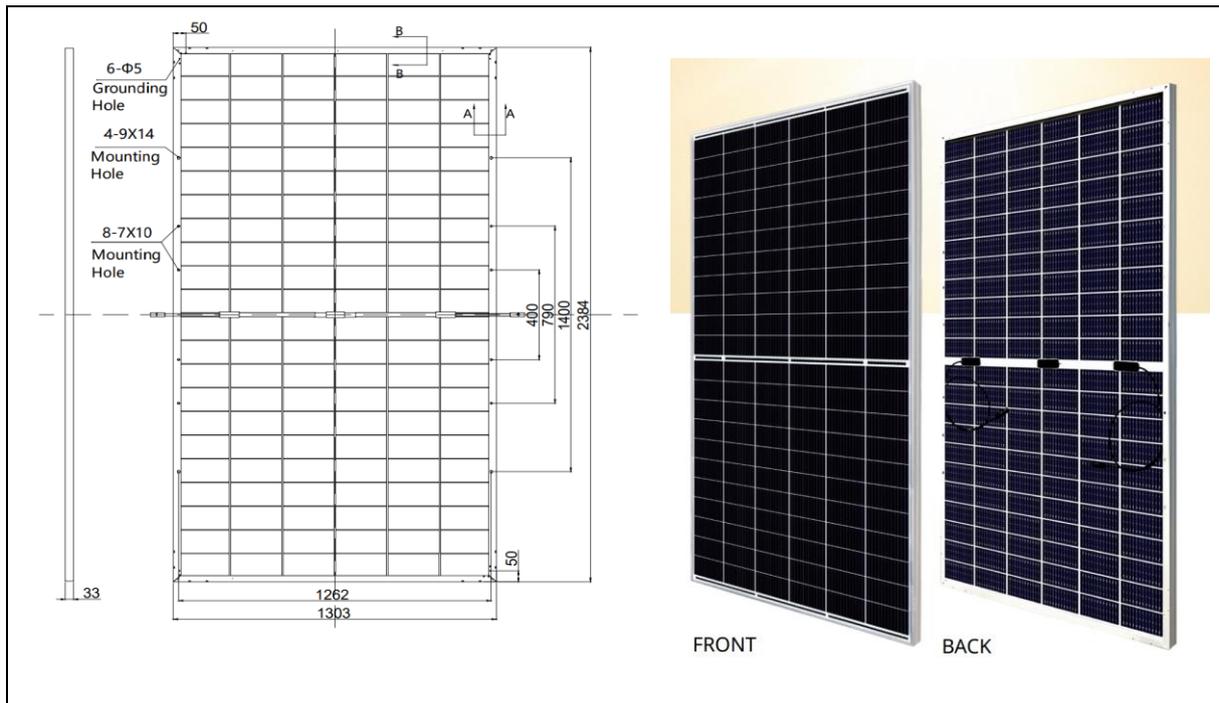


Figura 2: pannello FV della Candian Solar - modello Bihiku7 Bifacial Mono Perc con dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm

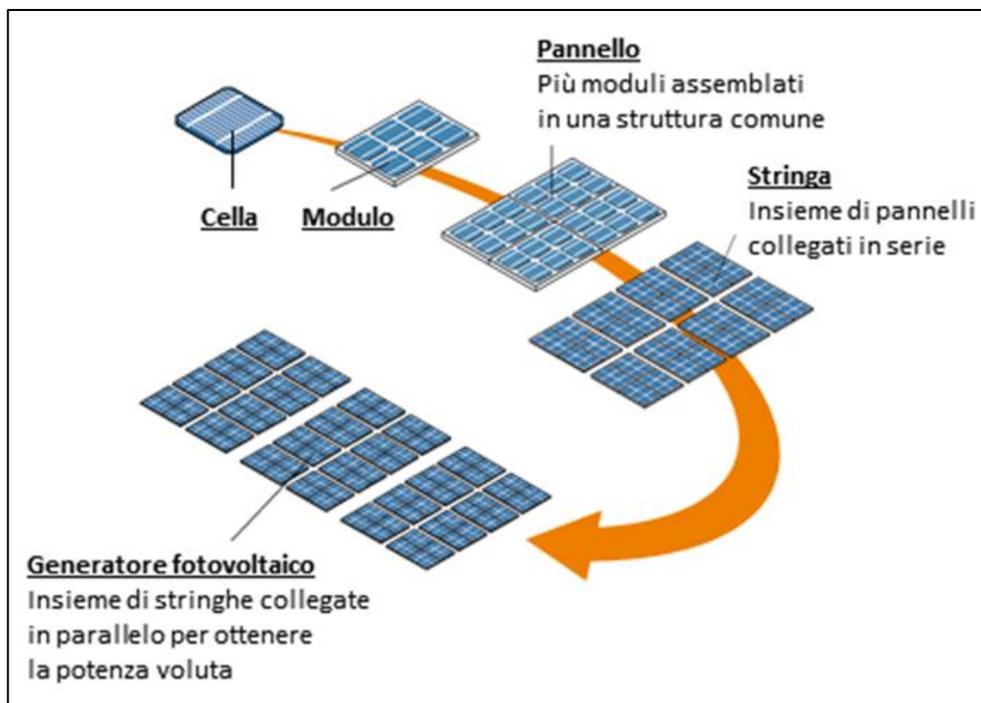


Figura 3: unità elementari del generatore fotovoltaico

ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	44.6 V	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	44.6 V	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	44.6 V	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	44.8 V	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	44.8 V	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	44.8 V	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	45.0 V	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	45.0 V	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	45.0 V	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	45.2 V	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	45.2 V	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	45.2 V	25.3%
CS7N-660MB-AG	660 W	38.3 V	17.24 A	45.4 V	18.47 A	21.2%
Bifacial Gain**	5%	693 W	38.3 V	18.10 A	45.4 V	22.3%
	10%	726 W	38.3 V	18.96 A	45.4 V	23.4%
	20%	792 W	38.3 V	20.69 A	45.4 V	25.5%
CS7N-665MB-AG	665 W	38.5 V	17.28 A	45.6 V	18.51 A	21.4%
Bifacial Gain**	5%	698 W	38.5 V	18.14 A	45.6 V	22.5%
	10%	732 W	38.5 V	19.02 A	45.6 V	23.6%
	20%	798 W	38.5 V	20.74 A	45.6 V	25.7%
CS7N-670MB-AG	670 W	38.7 V	17.32 A	45.8 V	18.55 A	21.6%
Bifacial Gain**	5%	704 W	38.7 V	18.20 A	45.8 V	22.7%
	10%	737 W	38.7 V	19.05 A	45.8 V	23.7%
	20%	804 W	38.7 V	20.78 A	45.8 V	25.9%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.

** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC/UL) or 1000 V (IEC/UL)
Module Fire Performance	TYPE 29 (UL 61730) or CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC, Bifaciality Tolerance: ± 5 %

* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. CSI Solar Co., Ltd. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.

Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A
CS7N-660MB-AG	495 W	35.9 V	13.79 A	42.9 V	14.89 A
CS7N-665MB-AG	499 W	36.1 V	13.83 A	43.1 V	14.93 A
CS7N-670MB-AG	502 W	36.3 V	13.85 A	43.3 V	14.96 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 33 mm (93.9 x 51.3 x 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	410 mm (16.1 in) (+) / 250 mm (9.8 in) (-) or customized length*
Connector	T6 or MC4-EVO2 or MC4-EVO2A
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	594 pieces or 495 pieces (only for US & Canada)

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

Tabella 1: caratteristiche tecniche ed elettriche dei pannelli FV della Candian Solar - modello Bihiku7 Bifacial Mono Perc

I pannelli fotovoltaici sopra descritti sono collegati in serie in n°25 a formare una stringa con potenza complessiva di circa 16'630 Wp la quale sarà sorretta da un sistema fisso;

L'energia prodotta dalle stringhe fluisce attraverso un sistema collettore composto da cavi conduttori ubicati sul retro della struttura.

Per maggiori dettagli riguardo la scelta del modulo fotovoltaico da adottare per il progetto in esame si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

2.1.2. Inverter

L'inverter è un convertitore di tipo statico che viene impiegato per la trasformazione della CC prodotta dai pannelli in CA; esso esegue anche l'adeguamento in parallelo per la successiva immissione dell'energia in rete.

L'inverter possiede infatti una parte in continua in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dalle stringhe e un sezionatore di protezione che a seguito della conversione dell'energia in CA vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso la cabina di campo. Le linee di collegamento in BT di uscita appena menzionate andranno poi a confluire nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione: a conversione avvenuta infatti, la tensione in BT a 400 V viene consegnata, a mezzo di cavidotto interrato in BT, alla cabina di trasformazione o di campo dove il trasformatore provvede ad eseguire una elevazione a 30 kV.

I convertitori utilizzati per il campo fotovoltaico in esame sono gruppi statici trifase della Sungrow, della potenza CA massima in uscita alla rete di 250 kVA - modello SG250HX - V113 (Figura 4), costituito da 12 ingressi (N. di MPPT) per stringhe e relativo monitoraggio.

L'efficienza massima dell'inverter è del 99%, ciascuna stringa, sorretta dal sostegno fisso, è collegata ad uno degli ingressi indipendenti dell'inverter di modo che ciascuna di essa sia indipendente.

Agli inverter sono collegati n° 15 stringhe, ciascuna delle quali è costituita da n° 25 pannelli fotovoltaici, ciascuno dei quali con potenza di picco pari a 665Wp. La potenza complessiva nominale collegata a ciascun inverter è pari a quella delle 15 stringhe, ossia pari circa a 249 kWp, valore raggiungibile solo in casi particolari.



Figura 4: inverter Sungrow - modello SG250HX - V113

Gli inverter vengono posizionati:

- su *strutture infisse* nel terreno con copertura realizzata in legno, in modo da ridurre gli effetti termici dovuti ad irraggiamento diretto nelle ore più calde, garantendo la ventilazione naturale di cui sono già dotati;
- *all'interno della stessa viabilità interna* del campo fotovoltaico (a margine delle varie file dei sostegni) e opportunamente collegati al cavidotto;
- e predisposti *in coppia* per:
 - avere un risparmio sui costi dato dal numero ridotto di cavidotti da installare;
 - facilitare e velocizzare l'operazione di manutenzione in quanto la vicinanza di due inverter e la condizione di funzionamento similare, permetterà un rapido riscontro dei parametri di funzionamento delle due macchine ed una individuazione delle anomalie.

FUNZIONAMENTO DELL'INVERTER

L'inverter, una volta connesso alla rete, a mezzo di teleruttore lato CA, comincia ad erogare energia in funzione delle condizioni d'insolazione e della presenza di rete ai valori previsti. La presenza di un microprocessore va a garantire la ricerca del punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico corrispondente all'insolazione del momento.

Il convertitore ha come riferimento la tensione di rete e non può erogare energia senza la sua presenza; per cui la mancanza di insolazione, ovvero della rete, pone l'inverter in «stand-by» con la pronta ripartenza al ritorno di entrambe le grandezze ai valori previsti.

Gli organi di manovra sono interni alla macchina, sia dal lato CC che dal lato CA, garantiscono il distacco automatico con sezionamento in caso di mancanza rete ed il riallaccio automatico al ritorno della rete.

La configurazione dell'inverter prevede il collegamento di ciascuna stringa ad un ingresso indipendente dotato a sua volta di sezionatore *DC Switch Box* e di SPD (scaricatore di sovratensione) ma anche di un filtro di protezione da armoniche a valle del quale ciascun MPPT provvede a trasformare l'energia elettrica per fornire all'inverter il miglior valore della curva caratteristica I-V massimizzando sempre il rendimento di conversione indipendentemente dal funzionamento di ciascuna stringa.

L'inverter consente sovraccarichi significativi, garantendo una continuità di esercizio assoluta; i sovraccarichi sono legati ai transistori dovuti a variazioni repentine di irraggiamento nel corso della giornata che possono verificarsi frequentemente al passaggio di nuvole.

Al fine di monitorare il corretto funzionamento e la resa dell'impianto si predispone un sistema di monitoraggio o supervisione: generalmente per la trasmissione dei parametri di corretto funzionamento, delle anomalie, dei guasti e per il monitoraggio della produzione viene predisposto un collegamento in rete mediante porta dedicata. Il monitoraggio serve a tener sotto controllo dati quali: corrente di stringa, stato dei fusibili di stringa, temperature interna, lettura da sensori esterni, stato della protezione di sovratensione ecc..

Il sistema di monitoraggio dell'impianto permette dunque di conoscere lo stato di funzionamento e di energia prodotta in ogni momento consentendo inoltre di archiviare i dati raccolti in modo da consentire successive elaborazioni.

Le caratteristiche principali dell'inverter sono riportate in Tabella 2.

Designazione	SG250HX - V113
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 500 V
Tensione nominale in ingresso	1160 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	30 A * 12
Corrente di cortocircuito max.	50 A * 12
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C/200 kVA @50°C
Potenza CA nominale in uscita	225kW
Corrente CA max. in uscita	180,5 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	680 – 880V
Frequenza di rete nominale / Intervallo frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max.	99.0 %
Efficienza europea	98.8 %

Tabella 2: caratteristiche salienti dell'inverter Sungrow - modello SG250HX - V113

Per maggiori dettagli riguardo la scelta dell'inverter da adottare per il progetto in esame si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva, in cui per esigenze di mercato si potrebbe far ricorso ad un altro modello ma con caratteristiche del tutto similari a quelle del modello appena menzionato.

2.1.3. Cabina di trasformazione

L'energia prodotta in CC dalle stringhe di pannelli fotovoltaici, una volta trasformata in CA dagli inverter, viene veicolata da una rete di distribuzione interna in BT verso le cabine di trasformazione.

Le cabine di conversione e trasformazione altrimenti dette *cabine di campo* sono adibite ad allocare tutte le apparecchiature elettriche funzionali alla trasformazione dell'energia in CA, prodotta dai pannelli fotovoltaici, in MT; nel dettaglio all'interno della cabina di campo sono allocati:

- *Quadri elettrici di parallelo inverter* per il raggiungimento della potenza nominale di cabina e per la protezione con fusibile di ogni singolo arrivo;
- *trasformatori di cabina* necessari alla elevazione della tensione dai valori di uscita degli inverter (800 V) al valore di tensione di distribuzione (30 kV);

- *quadri in MT* per la protezione e il trasporto dell'energia d'impianto fino alla sottostazione di elevazione;
- *armadi servizi ausiliari* per alimentare i servizi di cabina; i servizi ausiliari dell'impianto sono derivati da un trasformatore dedicato connesso alla linea di distribuzione MT a 30 kV interna al campo;
- *armadi di misura dell'energia elettrica prodotta e armadi di controllo* contenenti tutti le apparecchiature in grado di monitorare le sezioni di impianto;
- *quadri di servizio*, per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.

L'alimentazione del sistema di controllo è provvista di gruppi di continuità (UPS¹) dedicati.

Per esigenze di conformazione orografica e per semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio il campo fotovoltaico viene suddiviso in sotto-campi o *sezioni* ognuno dei quali avrà la propria cabina o box di campo.

La semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio è possibile predisponendo la cabina di campo in corrispondenza del baricentro della sezione o lungo il suo perimetro: in tal modo si riduce al minimo il sistema di cablaggio e si realizza poi un unico cavidotto in MT per il collegamento della cabina di campo alla cabina di consegna.

Per il progetto in esame si prevedono n°6 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di 3.3 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione.

All'interno di ciascuna cabina di campo si trovano n°1 trasformatori della potenza nominale di 3500 kVA, a cui sono collegati n°13 o 14 inverter a seconda del sottocampo.

A ciascun trasformatore, installato all'interno di un box su platea in cemento, viene generalmente installata la protezione sia sul lato BT a 800 V che sull'uscita in MT a 30 kV.

La connessione alla rete elettrica da ogni sezione di campo è prevista in linea interrata, in entra-esce da ciascuna sezione di impianto attraverso il collegamento delle cabine di trasformazione, fino alla cabina di consegna (da cui parte la linea di consegna alla stazione utente).

Anche per le cabine di trasformazione viene predisposto un sistema di monitoraggio che possa supervisionare, in tempo reale, i trasformatori, i quadri MT e i pannelli LV,

¹ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

raccogliendo online i parametri elettrici; chiaramente viene predisposto anche il controllo remoto degli interruttori del pannello LV e dell'interruttore MT.

Le cabine di campo MT prefabbricate sono realizzate su platea, esse consentono la ventilazione dei trasformatori ed al contempo ripararli dagli agenti atmosferici.

Per l'allocazione della cabina di campo, considerando che la sua fondazione è prefabbricata e costituita da cls vibrato confezionato con cemento ad alta resistenza su geo-tessuto, si rendono necessarie le operazioni di scavo articolate secondo le seguenti fasi:

- Scavo e costipazione del terreno fino ad una profondità di 30 cm rispetto alla quota finita;
- Getto di una soletta in c.a. con rete elettrosaldata spianata e lisciata in modo da garantire una base in piano idonea al montaggio dei monoblocchi;
- Rinterro lungo il perimetro con il terreno (sabbia e/o ghiaia) proveniente dagli sbancamenti.

Le stesse fasi di montaggio sono previste per le cabine di consegna (descritte nel dettaglio nel paragrafo "2.1.5. Cabina di consegna").

2.1.4. Trasformatore

In base alle esigenze del campo fotovoltaico in termini di energia prodotta vengono predisposte varie cabine di trasformazione all'interno di ciascuna delle quali vi è un vano trasformatore elevatore, separato dal locale di bassa tensione (mediante opportuno grigliato amovibile), all'interno del quale si colloca il trasformatore responsabile dell'elevazione dell'energia prodotta ad una tensione maggiore al fine di ridurre al minimo le perdite nella trasmissione.

I trasformatori dunque sono responsabili dell'elevazione da BT a MT; quelli impiegati nel campo fotovoltaico in esame sono in N° 6 e della potenza 3500 kVA.

Ve ne sono di due tipologie:

- *Trasformatori di produzione:* elevatori BT/MT del tipo isolato in olio per l'elevazione della tensione dal valore di uscita degli inverter a quello della rete di distribuzione in MT. Essi sono allocati all'interno della cabina di trasformazione in accoppiamento all'inverter e sono dotati di quadri di campo collegati ad un gruppo di conversione in CA;
- *Trasformatori per ausiliari:* MT/BT del tipo isolato in resina per l'alimentazione degli ausiliari d'impianto.

Le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati sono esposti in Tabella 3.

Type designation	MVS3150-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	3150 kVA @ 40 °C
Max. power	3500 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11
LV / MV voltage	0.8 kV / 10 – 35 kV
Maximun input current at nominal voltage	2525 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ±2 * 2.5 %
Peak efficiency index	≥ 99.445 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	7 % (±10 %)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al / Al
Insulation class	A
MV Switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 – 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA / 1s
Qty.of feeder	3 feeders
LV Panel	
ACB specification	3200 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs
MCCB specification	250 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Protection	
AC input protection	Circuit breaker
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-Pressure
Relay protection	50 / 5I, 50N / 5IN
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I+II)
General Data	
Dimensions (W*H*D)	6058 *2896 * 2438 mm
Approximate weight	15 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet, Optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Tabella 3: Caratteristiche del trasformatore trifase immerso in olio minerale

Viene inoltre riportata l'immagine del trasformatore ed un suo possibile schema di collegamento con relative protezioni in Figura 5.

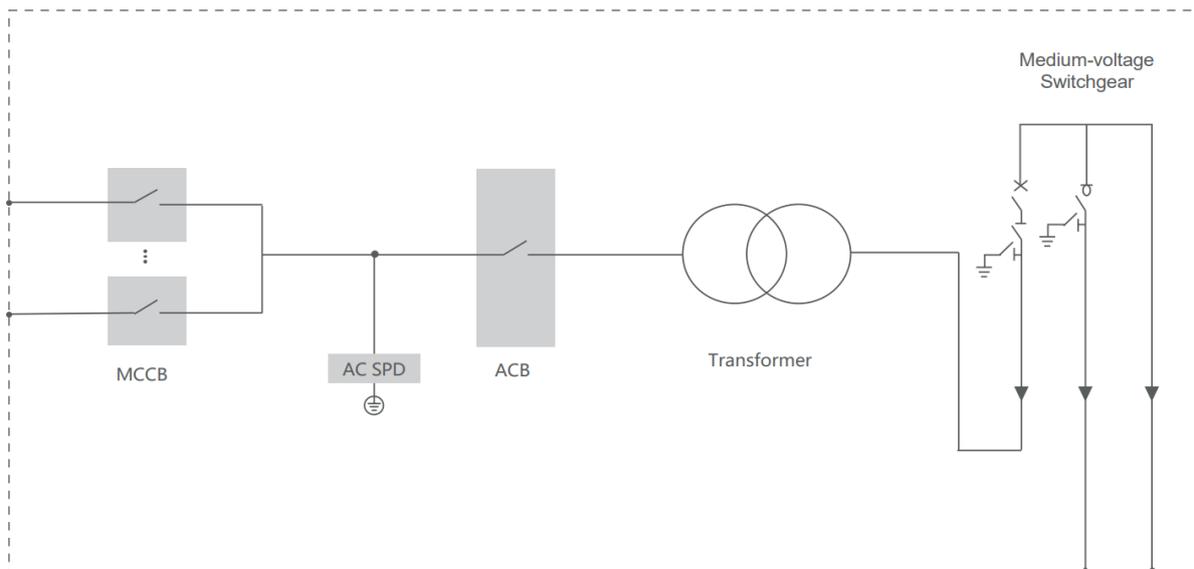
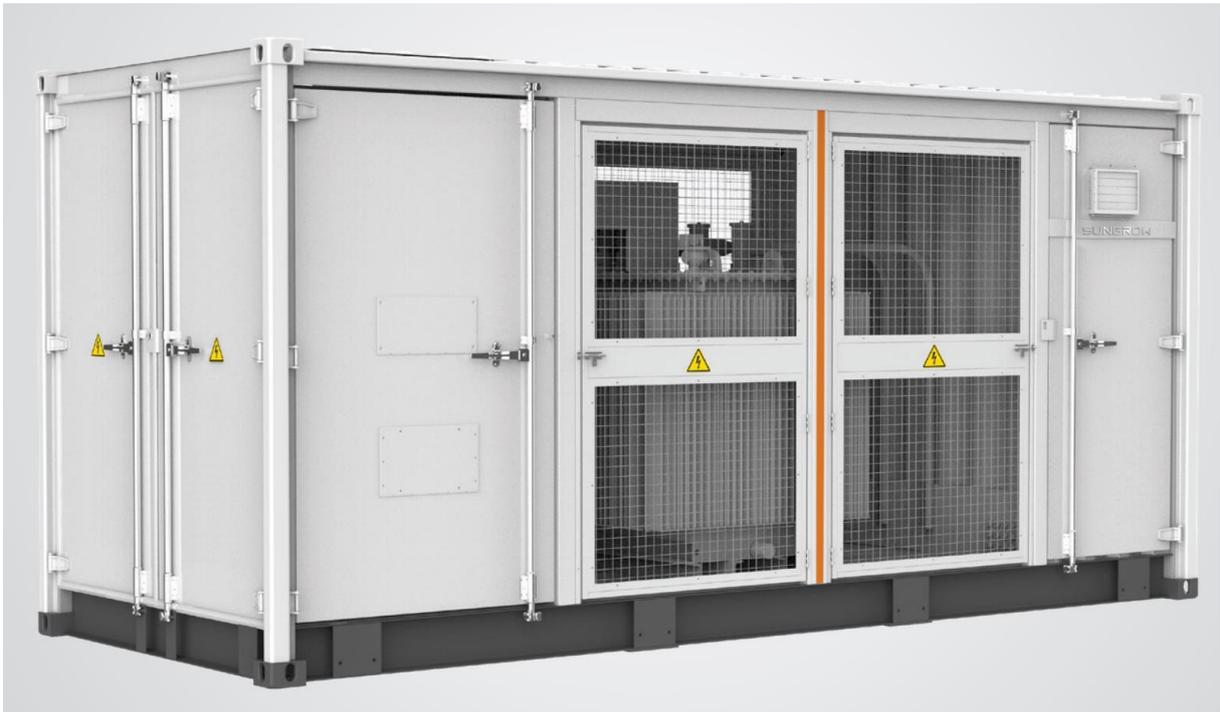


Figura 5: trasformatore della Sungrow - MSV3450-LV (in alto) e schema di un possibile collegamento del trasformatore e delle relative protezioni (in basso)

Per maggiori dettagli riguardo la scelta del trasformatore da adottare per il progetto in esame si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.

2.1.5. Cabina di consegna

La *cabina di consegna* viene allestita generalmente all'ingresso del campo fotovoltaico per convogliare l'energia prodotta dallo stesso; il cavedio ospita in ingresso i cavi provenienti dalla cabina di trasformazione e in uscita quelli che si dirigono verso la stazione utente 150/30 kV.

All'interno sono ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto ma anche le celle di MT, il trasformatore MT/BT ausiliari, l'UPS², il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT³ ausiliari e il locale misure con i contatori dell'energia scambiata.

Le cabine di consegna sono realizzate mediante l'assemblaggio di prefabbricati in stabilimento completi di fondazioni del tipo vasca, anch'esse prefabbricate.

Le fasi di montaggio previste per l'assemblaggio sono le stesse descritte per le cabine di campo al paragrafo "2.1.3. Cabine di trasformazione".

2.1.6. Storage system

2.1.6.1 Descrizione generale

È prevista la realizzazione di un sistema di accumulo, da circa 10 MW, per l'accumulo di parte dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico. Il sistema Energy storage è un impianto di accumulo di energia elettrica a batterie elettrochimiche costituito da apparecchiature per la conversione bidirezionale dell'energia da media a bassa tensione ed il raddrizzamento della corrente da alternata a continua.

La capacità definitiva e finale dell'accumulo verrà decisa successivamente all'autorizzazione dell'impianto, sulla base delle reali necessità funzionali per cui verrà costruito lo storage, tematica soggetta ad una fervida evoluzione normativa nei prossimi mesi/anni.

Secondo le attuali scelte progettuali inerenti l'impianto, si prevede di installare in sito 2 Power Station, ovvero sistemi di generazione ed accumulo di energia elettrica, ciascuna delle quali composta da n. 8 battery room, per un totale di 16, con batterie al Litio (aventi ognuna una energia accumulabile di circa 2,5 MWh) e una tensione media in uscita di circa 1000 V in cc. Tale scelta impiantistica è giustificata per sfruttare al meglio la richiesta di

² Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

³ QGBT - Quadro Generale di Bassa Tensione.

energia in caso di mancata produzione, e, nel contempo, per avvantaggiarsi della facoltà di immettere nella RTN energia elettrica nelle ore con un maggior costo orario.

Con i sistemi di accumulo verrà immagazzinata l'energia nelle ore di minore richiesta, maggior produzione e di costo minore, per poi essere reimmessa in rete nei momenti più propizi.

Tali sistemi sono anche utili a sopperire le variazioni istantanee di richiesta di energia da parte della rete. Ogni Power Station è dotata di un trasformatore elevatore MT/BT. In caso di blackout generale, grazie ai sistemi di accumulo, non sarà necessario disporre di un generatore supplementare per la ripartenza di tutto il sistema.

Il layout prevede la disposizione di n. 16 battery container divise in n. 2 Power Stations, con al loro interno inverter e trasformatore, il tutto all'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica in progetto, secondo la disposizione riportata nella specifica tavola grafica allegata.

Nei seguenti paragrafi vengono descritti gli elementi sopra indicati. La scelta definitiva del modello e del costruttore avverrà successivamente, al termine dell'iter autorizzativo, in esito ad una ricerca di mercato che sarà condotta tra i diversi principali produttori.

2.1.6.2 Battery Storage Energy

Ciascuna battery storage energy è costituita da più rack battery, ciascun rack battery risulta a sua volta, composto da più moduli di batterie agli ioni di litio costituendo l'unità di accumulo "storage energy".

Il monitoraggio e il controllo dello stato del sistema di accumulo sarà svolto dal sistema BESS RIO UNIT il quale si interfacerà con i vari BESS PLC CONTROLLER.

2.1.6.3 Power conversion system e Transformers BT/MT

Ciascun convertitore statico, nel seguito PCS (Power conversion system), sarà costituito da ponti bidirezionali reversibili, che impiegheranno IGBT (Insulated Gate Bipolar Transistor).

In dettaglio le Power Conversion system sarà equipaggiata con:

- Quadro di conversione bidirezionale AC/DC, costituito da:
 - Induttanze e condensatori di spianamento;
 - Filtro LC di rete lato AC;
 - Filtri RFI per la soppressione dei disturbi elettromagnetici;
- Quadro BESS SCADA, contenente il sistema di supervisione, controllo e monitoraggio delle PCS, capace inoltre di interfacciarsi con il sistema BESS PLC CONTROLLER del

sistema di accumulo, garantendo in questo modo il corretto e sicuro funzionamento del sistema stesso.

- Quadro per l'alimentazione dei servizi ausiliari dei quadri di conversione (es. alimentazione sistemi di comando e controllo, condizionamento etc);
- Sistemi di apparecchiature di manovra e protezione (interruttori, fusibili etc), e dispositivi di sicurezza (antincendio, etc).

Nelle immediate vicinanze di ciascuna PCS sarà installato un trasformatore BT/MT.

Le regolazioni di potenza attiva e reattiva in assorbimento ed in erogazione verso la rete, avvengono all'interno della curva di capability (P, Q) del PCS e nel rispetto delle limitazioni/blocchi provenienti dal sistema BESS SCADA.

2.1.6.4 Container

I container considerati in questa fase progettuale, per lo stoccaggio delle batterie al litio e destinati al contenimento degli apparati di potenza un peso (completamente equipaggiato) sarà inferiore a 30t.

La temperatura interna sarà costantemente monitorata per garantire le corrette condizioni di lavoro di tutte le apparecchiature. Si riportano qui di seguito le caratteristiche principali:

- Struttura metallica in acciaio, larghezza 5mm per i quattro montanti angolari e 2mm per i restanti;
- I blocchi angolari sono basati su standard ISO per consentire un facile trasporto e sollevamento con normali macchinari;
- Superficie esterna ricoperta da una vernice anti-corrosione;
- Pareti divisorie interne;
- Ogni stanza sarà equipaggiata con porte stagne antipanico;
- Supporto per manuali, inverter, porta batterie;
- Prese elettriche a servizio della distribuzione interna;
- Illuminazione ordinaria e di emergenza;
- Unità di raffreddamento per la gestione termica dei rack batterie;
- Sistema di allarme dotato di segnalazione ottica-acustica-anomale;
- Sistema di segnalazione e soppressione rivelazione incendi, basato su gas inerte.

2.1.7. Stazione di trasformazione 150/30 kv

Per il parco fotovoltaico proposto dalla ITS Potenza Srl, ed ubicato in agro del comune di Potenza (PZ), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV della Stazione Elettrica di nuova realizzazione.

Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto sono riportati nelle tavole allegate. I servizi ausiliari in CA saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentato mediante cella MT dedicata su sbarra MT. Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in CC tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

2.1.8. Descrizione della stazione

La stazione occupa un'area di circa 2512 mq ed è ubicata nel comune di Potenza (PZ), precisamente sul terreno identificato al Foglio 2 particelle 1792, 1794.

All'interno della stazione saranno previste, a distanza di sicurezza dalle apparecchiature elettriche, aree di transito e di sosta asfaltate, mentre l'area destinata alle apparecchiature elettriche all'aperto sarà ricoperta in ghiaia.

La recinzione della stazione sarà di tipo aperto, costituita da un muretto di base d'altezza circa 50 cm su cui saranno annegati dei manufatti distanziati tra loro come a formare i denti di un pettine. L'altezza complessiva della recinzione sarà pari a circa 3m.

Descrizione dell'impianto

L'impianto di utenza è principalmente costituito da:

- N° 1 montante 150kV di collegamento al trasformatore 150/30 kV costituito da interruttore sezionatore, trasformatore di misura e scaricatore di sovratensione;
- N° 1 trasformatore elevatore 150/30 kV;
- N° 1 quadro elettrico 30kV, le apparecchiature di controllo e protezione della stazione e i servizi ausiliari, ubicati all'interno di un edificio in muratura.

Le caratteristiche di dettaglio di tutti i componenti facenti parte della stazione di utenza sono riportate negli elaborati allegati.

Strade

Relativamente alla viabilità interna dell'impianto fotovoltaico, si prevede la realizzazione di strade nuove e/o adeguamento di quelle esistenti per renderle idonee alle esigenze di trasporto e montaggio.

L'intervento prevede il massimo utilizzo della viabilità locale esistente, costituita da strade comunali, vicinali e interpoderali già utilizzate sul territorio per i collegamenti tra le varie particelle catastali di diversa proprietà.

La viabilità da realizzare ex-novo consiste in una limitata serie di brevi tratti di strade in misura strettamente necessaria al fine di raggiungere agevolmente il campo fotovoltaico ove saranno installati i pannelli fotovoltaici. Questi avranno una larghezza massima di 5 m e

saranno realizzati seguendo l'andamento topo-orografico del sito, riducendo al minimo eventuali movimenti di terra ed utilizzando come sottofondo materiale calcareo pietroso, rifinandole con doppio strato di pietrisco (tout-venant di cava o altro materiale idoneo).

Sulle strade esistenti saranno eseguite prove di portanza al fine di stabilire l'idoneità al transito dei mezzi d'opera ed ai mezzi di trasporto delle apparecchiature. Laddove queste non risultassero adeguate al transito dei mezzi di trasporto e sollevamento apparecchiature, si eseguiranno interventi di consolidamento e di adeguamento del fondo stradale, di allargamento delle curve, di abbattimento temporaneo ed il ripristino di qualche palizzata e/o recinzione in filo spinato (laddove e se esistenti), la modifica di qualche argine stradale esistente ecc...

Tali interventi saranno progettati in modo tale da apportare un miglioramento dello stato attuale delle strade. Gli interventi temporanei quali allargamenti di curve o abbattimenti di recinzioni necessari al transito dei mezzi di trasporto e d'opera verranno ripristinati come "ante-operam".

La viabilità di servizio di nuova costruzione sarà realizzata esclusivamente con materiali drenanti. Non si prevede la finitura con pavimentazione stradale bituminosa. Sagome e pendenze delle strade saranno "adattate" e livellate per consentire il transito dei mezzi di trasporto, senza peraltro modificarne posizione e dimensione rispetto a quelle attuali. Il materiale stabilizzato necessario per l'adeguamento delle strade (se idoneo) sarà in parte ricavato dal terreno eventualmente rimosso negli scavi per la realizzazione dei plinti di sostegno delle stringhe di pannelli e non riutilizzato per la ricopertura dei plinti stessi, il rimanente verrà approvvigionato da idonei fornitori localizzati nelle immediate vicinanze all'impianto (tout-venant stabilizzato da impianti di cava etc.).

I tratti stradali originariamente asfaltati, se interessati dai lavori e/o deteriorati durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere, saranno ripristinati a lavori completati con finitura in asfalto.

Opere civili stazione elettrica

Fabbricati

I fabbricati sono costituiti da un edificio promiscuo, a pianta rettangolare, delle dimensioni riportate nella cartografia allegata, con copertura piana, quadri comando e controllo, composto da un locale comando e controllo e telecomunicazioni, un locale controllo pannelli fotovoltaici, un locale per i trasformatori MT/BT, un locale quadri MT ed un locale misure e rifasamento. Nella stazione sarà realizzato un edificio in muratura a pianta rettangolare.

Nella realizzazione della nuova sottostazione verrà rispettata la distanza minima dai confini di proprietà, pari a 10 mt, così come richiesto dallo strumento urbanistico vigente PRG Piano Regolatore Generale relativamente alla zona E2 - agricola ove ricade la realizzazione dell'impianto in oggetto.

Per ciò che attiene gli aspetti urbanistici degli edifici che verranno costruiti nella sottostazione, gli stessi rispetteranno i requisiti e le prescrizioni richiesti dal locale strumento urbanistico (PRG) relativamente agli indici di densità fondiaria, di copertura, di altezza massima consentita, di volume massimo, di numero di piani fuori terra etc., così come evidenziato nei successivi paragrafi.

La struttura dell'edificio potrà essere realizzata in cemento armato o in pannelli di c.a.p. o, in alternativa, con struttura portante (pilastri, travi) realizzata in c.a. e con le pareti di tamponamento realizzate con struttura tradizionale in laterizi o manufatti in cemento, con interposti adeguati materiali isolanti. Il tutto, comunque, nel rispetto della normativa di buona costruzione per le zone sismiche 2 quale quella del Comune di Potenza (PZ). Soluzione alternativa, alla realizzazione dell'edificio in muratura, è l'installazione di una cabina prefabbricata (shelter) metallica ad uso stazione utente, completo di tutti i sistemi necessari e rispondente alle specifiche dettate da Terna SpA.

Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area su cui verrà realizzata la stazione di trasformazione 150/30 kV si presenta nella sua configurazione naturale sostanzialmente pianeggiante. Sarà perciò necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà dapprima scoticata e livellata asportando un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 50 agli 80 cm); lo stesso verrà temporaneamente accatastato e successivamente riutilizzato in sito per la risistemazione (ripristini e rinterri) delle aree adiacenti la nuova sottostazione, che potranno essere finite "a verde".

Dopo lo scotico del terreno saranno effettuati gli scavi ed i riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni.

Durante la fase di regolarizzazione e messa in piano del terreno, dovranno essere realizzate opportune minime opere di contenimento che potranno essere esattamente definite solo a valle dei rilievi plano-altimetrici definitivi e della campagna di indagini sui terreni, atta a stabilirne le caratteristiche fisiche e di portanza.

Particolare cura sarà data alla realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Strade e piazzali

Le strade interne all'area della stazione saranno asfaltate e con una larghezza non inferiore a 4 m, i piazzali per l'accesso e l'ispezione delle apparecchiature elettriche contenute nelle cabine saranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato; tali finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT.

L'ingresso alla stazione avrà una larghezza non inferiore ai 7 m.

Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Per la raccolta delle acque meteoriche sarà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque raccolte dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). Lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; pertanto, a seconda delle norme vigenti, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più idoneo, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria mediante sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

Ingressi e recinzioni

Il collegamento dell'impianto alla viabilità ordinaria sarà garantito dalla adiacente strada di accesso alla stazione elettrica esistente, avente caratteristiche idonee per qualsiasi tipo di mezzo di trasporto su strada. Per l'ingresso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo m 7,00 di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale deve essere conforme alla norma CEI 11-1.

Illuminazione

L'illuminazione della stazione sarà realizzata con torri faro a corona mobile, con proiettori orientabili, la cui altezza verrà definita in fase di progettazione esecutiva.

2.1.9. Servizi ausiliari

Il sistema BT servizi ausiliari, caratterizzato da tensione nominale 400 V 3F+N, è alimentato direttamente dal sistema di distribuzione in MT con un trasformatore dedicato ed integrato

da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

Le principali utenze in corrente alternata sono: pompe ed aerotermini dei trasformatori, motori interruttori e sezionatori, raddrizzatori, illuminazione esterna ed interna, scaldiglie, ecc...

Sistema di illuminazione

Il sistema di illuminazione viene predisposto sul perimetro del campo fotovoltaico, sulla viabilità interna e in corrispondenza dell'ingresso. Mentre l'alimentazione viene garantita in maniera continuativa in corrispondenza dei punti di accesso e delle aree a maggiore frequentazione come le strade esterne, per la parte restante, al fine di ridurre l'inquinamento luminoso sulla fauna selvatica autoctona, si prevede un'attivazione mediante sensori di movimento.

I pali sono di tipo zincato e verniciato e sono tali da esser in grado di portare il corpo illuminante e le telecamere.

Sistema di videosorveglianza

Il sistema di videosorveglianza consiste in:

- *Telecamere* di tipo professionale fisse o mobili con led IR di modo da avere una chiara visione anche di notte. Le telecamere fisse sono quelle che generalmente vengono affisse sui pali del sistema di illuminazione per il monitoraggio del perimetro; mentre quelle motorizzate (PTZ⁴) sono ubicate in corrispondenza dei punti più critici quali cabine elettriche e punti di accesso;
- *Sensori di movimento*, connessi alle telecamere;
- *Sistema di controllo in remoto*.

In centrale dunque vi sarà del personale addetto al controllo dei monitor sui quali verrà visualizzato un stato di allarme qualora i sensori di movimento si attivino.

2.1.10. *Infrastrutture elettriche*

Le parti principali costituenti l'impianto elettrico sono:

- L'unità di produzione di energia elettrica ossia il *generatore fotovoltaico* (descritto al paragrafo 2.1.1.);

⁴ PTZ: Pan -movimento orizzontale, Tilt - movimento verticale e Zoom

- i collegamenti in *cavo elettrico interrato* dai pannelli sino alla stazione 150/30 kV;
- la *stazione elettrica di trasformazione* 150/30 kV;
- il *collegamento*, a 150 kV, di suddetta stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 150 kV di Terna, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

Opere elettriche di collegamento dai pannelli fotovoltaici sino alla SE

L'impianto fotovoltaico da realizzare in agro del comune di Potenza (PZ) è costituito da n° 30'000 pannelli fotovoltaici disposti in serie (a formare delle stringhe) per un parallelo sugli inverter di n°15 stringhe; il sistema collettore, costituito da cavi elettrici in BT e che trasporta l'energia elettrica in CC prodotta dai pannelli, viene allocato sul retro della struttura che sorregge i pannelli.

Il sistema collettore in BT appena menzionato convoglia l'energia elettrica verso gli inverter di stringa o "decentralizzati" (allocati all'interno del campo stesso) i quali svolgono la trasformazione dell'energia elettrica da CC in CA.

L'energia elettrica, una volta trasformata in CA, viene convogliata tramite un cavidotto interrato sempre in BT verso le cabine di trasformazione in cui un trasformatore MT/BT la eleverà di tensione fino a 30 kV. Le cabine di trasformazione sono afferenti ai vari sottocampi in cui il campo fotovoltaico è stato suddiviso, motivo per cui tutti i cavi in MT uscenti saranno convogliati verso la cabina di consegna. Dalla cabina di consegna alla stazione utente 150/30 kV il collegamento è costituito sempre da un cavidotto interrato in MT.

Dalla stazione utente 150/30 kV partirà un collegamento in antenna ad AT con la futura SE di "Avigliano".

Gli elettrodotti (dorsali) costituiti da cavi interrati sia in BT che in MT si svilupperanno all'interno dell'area di impianto;

Nel progetto in esame le dorsali 30 kV si sviluppano all'interno del comune di Potenza (PZ); i tracciati delle dorsali in progetto sono riportati nella Tav. A.12.b.7, mentre lo schema elettrico nella Tav. A.12.b.8.

Descrizione del tracciato

Il tracciato dell'elettrodotto in oggetto è stato studiato secondo quanto previsto dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n°1775, comparando le esigenze della pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati coinvolti.

Tale tracciato avrà una lunghezza complessiva di circa 125 m (considerando il solo cavidotto esterno), ricadente nel comune di Potenza (PZ).

Nella definizione dell'opera sono stati adottati i seguenti criteri progettuali:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare dei predefiniti limiti di convenienza tecnico economica;
- evitare di interessare nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- transitare su aree di minore pregio interessando prevalentemente aree agricole e sfruttando la viabilità di progetto dell'impianto fotovoltaico.

I cavidotti interni sono suddivisi in 4 diverse tipologie di posa, come da Figura 6, a seguito e come riportato in dettaglio sulla Tav. A.12.a.17, e infine il cavidotto esterno, che collega la cabina di consegna alla stazione d'utenza, che ha una lunghezza di circa 125m con sezione di tipo "B-B".

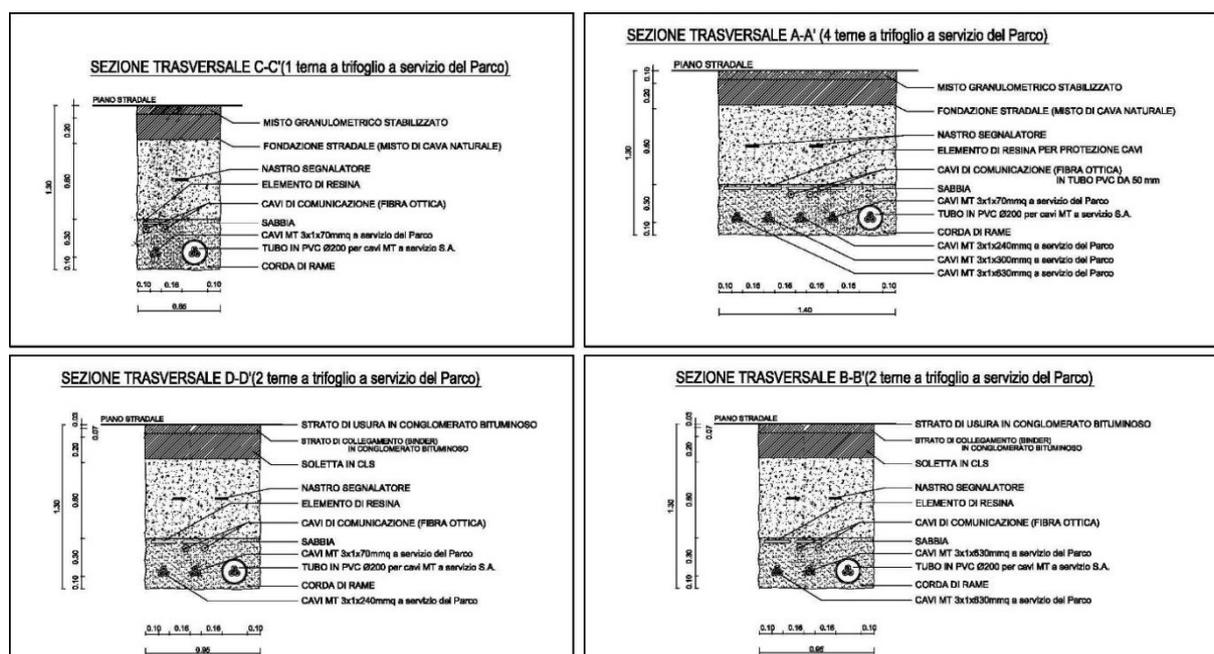


Figura 6 - differenti tipologie di posa del cavidotto

Per il parco fotovoltaico proposto dalla società ITS Potenza Srl, ed ubicato in agro del comune di Potenza (PZ), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna con la sezione a 150 kV della futura Stazione Elettrica.

Schema unifilare, planimetria e sezioni dell'impianto sono riportati nelle tavole allegate. I servizi ausiliari in CA saranno alimentati da un trasformatore MT/BT alimentati mediante cella MT dedicata su sbarra MT. Le utenze relative ai sistemi di protezione e controllo saranno alimentate in CC tramite batteria tenuta in carica a tampone con raddrizzatore.

2.1.7.1. Modalità di posa

Le linee elettriche ed in fibra ottica saranno posate in cavidotti direttamente interrati o, all'occorrenza, posate all'interno di tubi. Il tracciato dei cavidotti è riportato negli elaborati cartografici allegati.

I cavidotti in funzione della quantità e tipologia dei cavi, assumeranno la configurazione riportata nelle sezioni tipiche riportate nello stesso documento.

Modalità di posa dei cavi MT

Posa dei cavi direttamente interrati

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1,2 m. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di circa 30 cm, su

cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo. Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

La posa dei conduttori si articolerà quindi essenzialmente nelle seguenti attività:

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicato nel documento;
- posa dei conduttori e fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento;
- reinterro parziale con sabbia vagliata;
- posa dei tegoli protettivi;
- reinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari, per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte, di seguito indicati:

- Tracciato delle linee: il tracciato delle linee di media tensione dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto. In particolare il tracciato dovrà essere il più breve possibile e parallelo al fronte dei fabbricati dove presenti;
- Posa diretta in tubazioni: i cavi saranno posizionati all'interno di tubi protettivi flessibili (tubi corrugati).

La posa del cavo deve essere preceduta dall'ispezione visiva delle tubazioni e dall'eventuale pulizia interna. L'imbocco delle tubazioni deve essere munito di idoneo dispositivo atto ad evitare lesioni del cavo. Nelle tratte di canalizzazioni comprensive di curve in tubo posato in sabbia, la tesatura del cavo deve essere realizzata con modalità di tiro che non produca lesioni al condotto di posa.

Per limitare gli sforzi di trazione si può attuare la lubrificazione della guaina esterna del cavo con materiale non reagente con la stessa.

La bobina sarà collocata in prossimità dell'ingresso della tubazione, con asse di rotazione perpendicolare all'asse longitudinale della tubazione stessa ed in modo che lo svolgimento del cavo avvenga dalla parte inferiore della bobina. Il tiro dovrà essere effettuato mediante un argano, dotato di frizione regolabile, disposto il più vicino possibile al luogo di arrivo della tratta da posare. È necessario evitare che il cavo, nel passaggio fra bobina e tubo, venga assoggettato a piegature o a sforzi di torsione. L'applicazione del tiro deve avvenire

in maniera graduale e per quanto possibile continuo, evitando le interruzioni. Gli sforzi di tiro non devono determinare scorrimenti tra conduttori e gli isolanti del cavo; a tal fine dovranno essere utilizzate metodologie atte a scaricare i momenti torcenti che si sviluppano durante il tiro. Lo svolgimento del cavo deve avvenire mediante rotazione meccanica o manuale della stessa. E' vietata la rotazione della bobina tramite il tiro del cavo stesso al fine di evitare anomale sollecitazioni del cavo. Appositi rulli di scorrimento dovranno essere utilizzati al fine di evitare che durante l'introduzione il cavo strisci contro spigoli metallici (es. telai dei chiusini) o di cemento (es. imboccatura di polifore, pozzetti, canalette ecc.). Al fine di limitare il più possibile il numero di giunzioni lungo il percorso saranno stese tratte di cavo di lunghezza massima possibile soddisfacendo comunque le prescrizioni di tiro massimo.

Posa diretta in trincea

La posa del cavo può essere effettuata secondo i due metodi seguenti:

- a *bobina fissa*:
 - da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura;
 - la bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso;
 - Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.
- a *bobina mobile*:
 - da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo.
L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'asestamento del terreno.
 - Temperatura di posa: per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C.
 - Sforzi di tiro per la posa: durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro devono essere applicati ai conduttori, e non devono superare i 60 N/mm² di sezione totale.

- Raggi di curvatura: il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 830 mm.
- Messa a terra degli schermi metallici: lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. E' vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

Modalità di posa dei conduttori di terra

Il conduttore di terra deve essere interrato ad una profondità di circa 1,1 m dal piano di campagna. Il conduttore in corda di rame nuda di sezione pari a 35 mm² dovrà essere interrato in uno strato di terreno vegetale, di spessore non inferiore a 20 cm, ubicato nel fondo scavo della trincea come indicato nel documento.

Modalità di posa della fibra ottica

I cavi in fibra ottica saranno allettati direttamente nello strato di sabbia.

Nella posa degli stessi cavi dovranno essere rispettati alcuni criteri particolari, per l'esecuzione delle opere secondo la regola dell'arte, come di seguito indicati:

- Tracciato delle linee: il tracciato delle linee in cavo in fibra ottica dovrà seguire più fedelmente possibile la linea guida indicata nella planimetria generale d'impianto.
- Posa diretta in tubazioni: i cavi saranno posizionati all'interno di tubi protettivi flessibili (tubi corrugati).
- Sforzi di tiro per la posa: durante le operazioni di posa, lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N.
- Raggi di curvatura: il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

Durante le operazioni di posa è indispensabile che il cavo non subisca deformazioni temporanee. Il rispetto dei limiti di piegatura e tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra durante le operazioni di posa. Se inavvertitamente il cavo subisce deformazioni o schiacciamenti visibili, la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR per verificare eventuali rotture o attenuazioni eccessive provocate dallo stress meccanico. Nel caso che il cavo subisca degli sforzi di taglio pronunciati, con conseguente rottura della guaina esterna, deve essere segnalato il punto danneggiato e si potrà procedere alla posa del cavo dopo aver preventivamente isolato la parte di guaina lacerata con nastro gommato vulcanizzante tipo 3M.

2.1.7.2. Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato

Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici

I cavi aventi la stessa tensione possono essere posati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Negli incroci il cavo elettrico, di regola, deve essere situato inferiormente al cavo di telecomunicazione. La distanza fra i due cavi non deve essere inferiore a 0,30 m ed inoltre il cavo posto superiormente deve essere protetto, per una lunghezza non inferiore ad 1 m, mediante un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi. Tali dispositivi devono essere disposti simmetricamente rispetto all'altro cavo.

Ove, per giustificate esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo situato superiormente. Non è necessario osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo stesso e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza necessità di effettuare scavi.

Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra, è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- Cassetta metallica zincata a caldo;
- Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I predetti dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli, ecc.) che proteggono

il cavo stesso rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere inferiore a 0,30 m.

Si può tuttavia derogare dalla prescrizione suddetta previo accordo tra gli esercenti quando:

- la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro. Le superfici esterne di cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse. Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le distanze suddette possono ulteriormente essere ridotte, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture sono contenute in un manufatto di protezione non metallico. Prescrizioni analoghe devono essere osservate nel caso in cui non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli inferiori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

2.1.11. *Strutture di sostegno dei pannelli (Strutture fisse)*

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici rappresentano un sistema assemblato di profili, generalmente metallici, che hanno la finalità di sostenere e ancorare i moduli stessi e di ottimizzarne l'esposizione.

Nel presente progetto i moduli fotovoltaici saranno montati su struttura metallica, mediante l'utilizzo di staffe e bulloni, che permetterà di tenere inclinati i pannelli di 20° rispetto all'orizzontale con orientamento direzione Sud. Le opere in elevazione sono costituite da profili in acciaio, realizzate in officina ed assemblate in cantiere a formare moduli di dimensioni fisse.

La distanza minima longitudinale tra le file di moduli è tale da consentire il transito di mezzi e persone per la gestione e manutenzione dell'impianto.

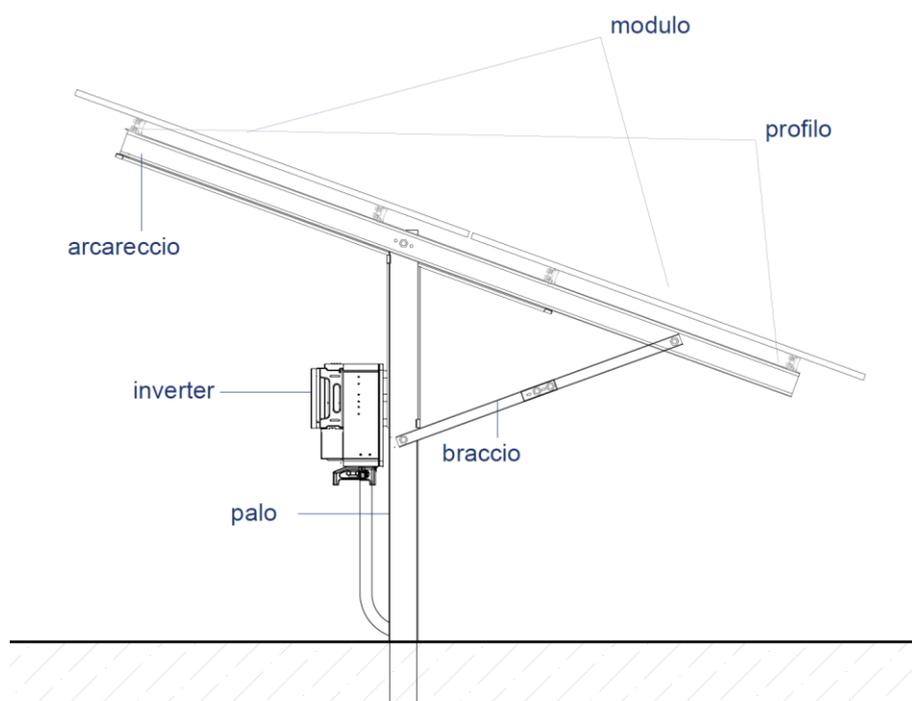


Figura 7: vista laterale della struttura di sostegno dei pannelli

3. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Di seguito verranno riassunte le caratteristiche di dimensionamento dell'impianto già ampiamente trattate nell'*elaborato A1 - Relazione Generale* allegata al progetto.

3.1. Sito di installazione e potenza totale impianto

Il progetto fotovoltaico oggetto dello studio è localizzato in Basilicata, in agro del comune di Potenza (PZ), in un'area dislocata a nord del centro abitato di Potenza (circa 6 km in linea

d'aria), ad est dei comuni di Avigliano (4.6 km in linea d'aria) e Ruoti (7.6 km in linea d'aria) e a sud-ovest del comune di Pietragalla (5.1 km in linea d'aria). Il sito è inoltre a circa 1.3 km di distanza dalla zona industriale di San Nicola.

La centrale sarà formata da n° 30'000 pannelli, aventi potenza di picco pari ha potenza di 665 Wp; i pannelli sono raggruppati in stringhe da 25 pannelli con una potenza complessiva di circa 16.63 kW.

L'area del parco fotovoltaico (intesa come l'area racchiusa dalla polilinea che comprende tutti i pannelli) ha un'estensione pari a circa 24 ha.

Il progetto prevede l'uso di pannelli fotovoltaici della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da massimizzare la potenza dell'impianto e l'energia producibile, diminuendo così il numero di pannelli e l'impatto ambientale che ne deriva a parità di potenza installata.

I pannelli fotovoltaici afferenti la stessa stringa sono tra loro connessi attraverso una linea in BT e sono poi collegati, sempre a mezzo di cavidotto in BT, agli inverter di stringa. L'energia prodotta dai pannelli in CC e trasformata in CA dagli inverter viene poi convogliata, sempre tramite un cavidotto in BT, alla cabina di trasformazione; da qui una volta innalzata di tensione viene convogliata alle cabine di consegna e poi alla stazione utente a mezzo di cavidotto in MT. Nella stazione utente è presente un trasformatore MT/AT da cui parte il successivo collegamento in antenna in AT per la futura SE di Terna, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

3.2. Regime di “insolazione” del sito

Per la valutazione del potenziale fotovoltaico del sito è possibile rifarsi alla carta fornita da ENEA per la Basilicata relativa all'*irradiazione giornaliera media annua kWh/m²*giorno* che per il comune di Potenza (PZ) risulta oscillare in un range che va da 4.04 a 4.08 come visibile dalla Figura 8.

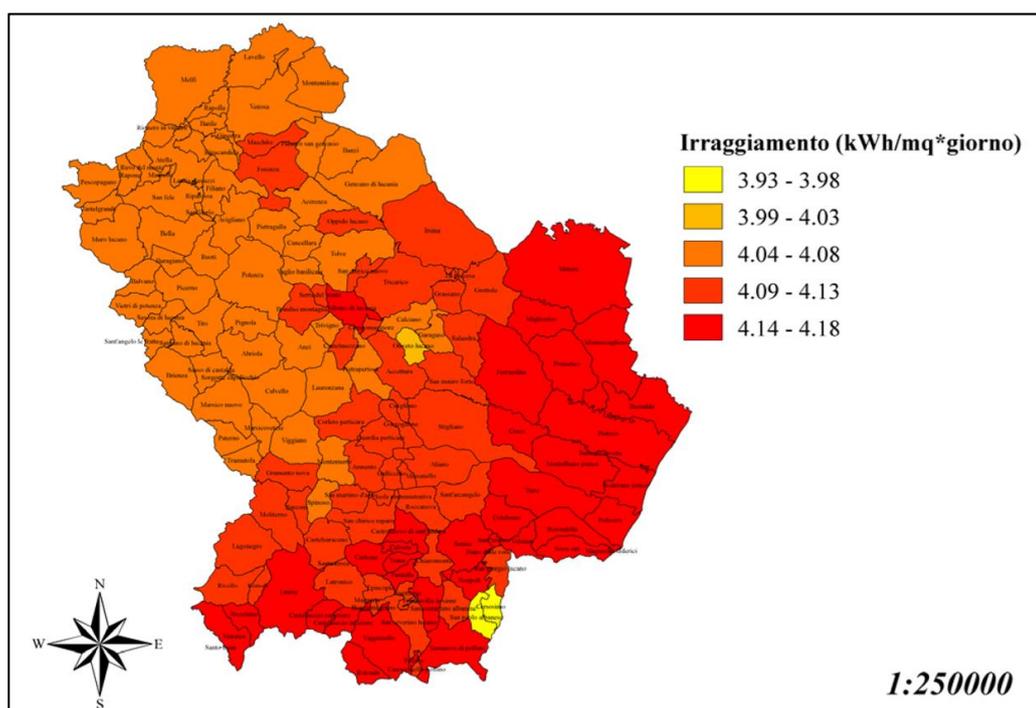


Figura 8: Irradiazione giornaliera media annua dei vari comuni lucani espressa in kWh/m²*giorno
(fonte: ENEA)

3.3. Calcolo della producibilità

Il calcolo della producibilità è stato effettuato impostando il modello del sistema nel software di simulazione PVSyst vers. 7.3.1.

Pvsyst è un software pensato per lo studio, il dimensionamento e l'analisi dei dati di un impianto fotovoltaico completo, che può trattare impianti isolati o connessi a rete. Oltre al database meteo incluso nel software, Pvsyst dà accesso a molte fonti di dati meteorologici disponibili sul web e include uno strumento per la facile importazione dei dati, in modo tale che l'utente abbia la possibilità di eseguire simulazioni di impianti e di compararle tra loro assistito nella progettazione di tutto il sistema dalla scelta del piano orientato fino alla definizione del layout completo delle stringhe sul campo. Infine, il software pone a disposizione dell'utente i risultati della simulazione con l'energia prodotta e i dettagli delle perdite.

Tra gli input richiesti dal programma si elencano i più importanti:

- Posizione geografica;
- Dati metereologici;
- Tipo di pannelli;

- Pannelli monofacciali o bifacciali;
- Uso di trackers (“inseguitori” che ruotano durante la giornata il pannello per fargli avere sempre l’angolo corretto);
- Tipi di inverter;
- Ombreggiamento.

Il database internazionale MeteoNorm rende disponibili i dati meteorologici per le località di 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 8.0, aggiornati alla data di stesura del progetto.

Nell’immagine che segue (Figura 4) si riportano i dati meteorologici assunti per la presente simulazione.

Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	51.3	27.29	2.81	71.0	66.2	1305836	1278762	0.901
February	66.5	33.14	3.00	89.5	83.9	1638483	1609392	0.899
March	119.0	50.19	5.65	157.8	149.3	2726165	2686743	0.851
April	143.2	68.17	8.96	185.2	175.8	3088972	3046312	0.823
May	180.9	83.79	13.40	229.4	219.0	3720454	3670713	0.800
June	195.5	78.38	17.92	250.2	239.0	3890865	3841690	0.768
July	208.4	76.40	21.09	268.5	256.3	4115847	4064688	0.757
August	186.7	70.74	21.10	246.2	234.7	3871558	3823125	0.776
September	131.8	63.12	15.50	172.1	162.6	2924171	2884519	0.838
October	98.2	45.27	12.34	132.2	124.2	2324486	2289535	0.866
November	57.6	26.91	7.81	82.0	76.0	1463159	1434270	0.875
December	45.4	22.37	4.16	66.1	60.9	1194625	1168894	0.884
Year	1484.5	645.76	11.20	1950.2	1847.9	32264621	31798644	0.815

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		

Figura 9. Dati metereologici

Il grafico che segue mostra le altezze massime e minime del sole nell’arco dell’anno, e il diagramma delle ombre dovuto al paesaggio circostante. Si tratta di un diagramma orientativo, che tiene conto della posizione del sito e delle interferenze con l’ambiente circostante.

Sulla base dei modelli DTM tridimensionali del terreno, è stato elaborato il profilo del terreno per la determinazione delle ombre lontane, che di seguito si riporta.

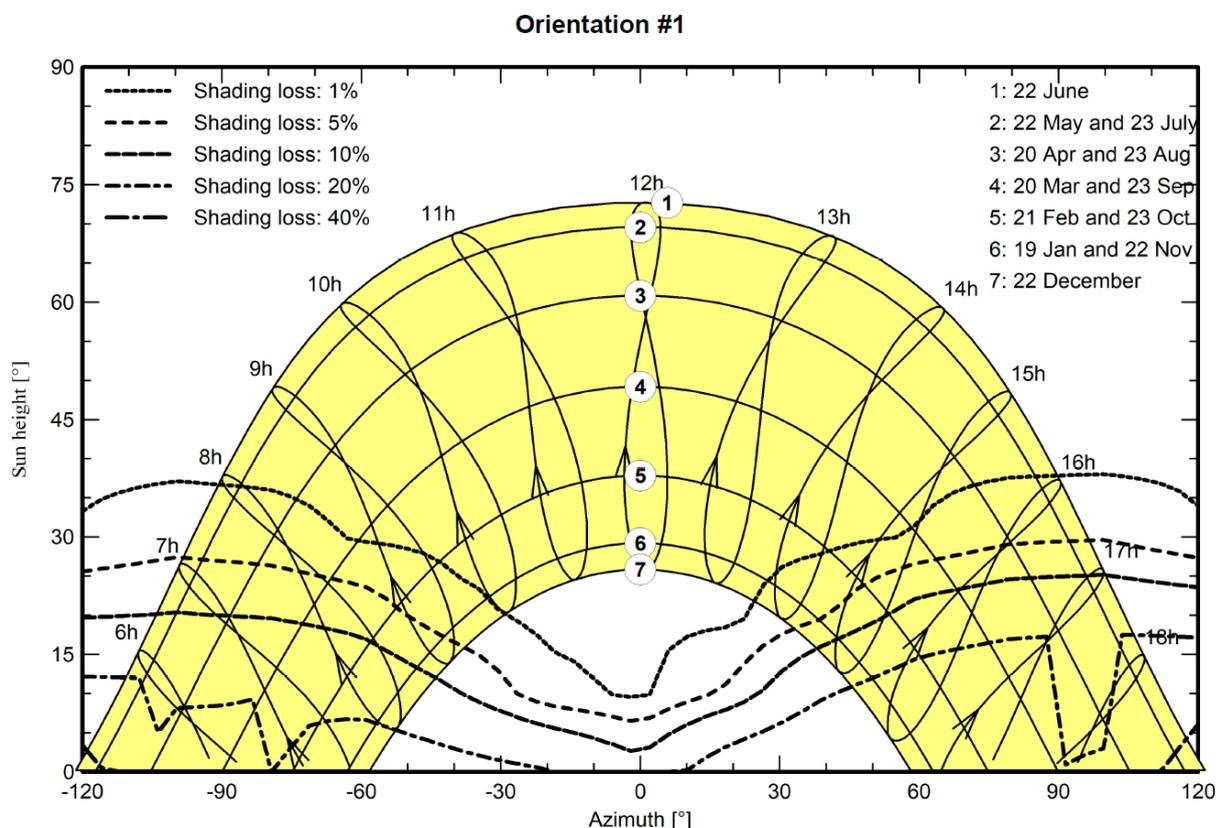


Figura 10. Diagramma clinometrico

Per quanto riguarda le perdite di sistema, sono di seguito illustrati i calcoli e le considerazioni per ciascuna componente:

- **Perdite per ombreggiamento**

Le perdite per ombreggiamento reciproco fra le schiere sono funzione della geometria di disposizione del generatore fotovoltaico sul terreno e degli ostacoli all'orizzonte che possono ridurre anche sensibilmente le ore di sole nell'arco delle giornate soprattutto invernali. Tenuto conto della distribuzione spaziale delle strutture, il valore individuato in sede di progettazione definitiva risulta pari a pari a -3.51%.

- **Perdite per basso irraggiamento**

L'efficienza nominale dei moduli fotovoltaici è misurata al livello di irraggiamento pari a 1000 W/m² ma risulta variabile con lo stesso. Per celle con

tecnologia in silicio cristallino la deviazione dell'efficienza segue l'espressione seguente:

$$\Delta\eta = - 0,4 \cdot \ln (I/1000) \cdot \eta_n$$

dove:

I = irraggiamento in W/m²

η_n = efficienza all'irraggiamento nominale di 1000 W/m².

Sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti in funzione del livello di irraggiamento, che di seguito (Figura 6) si riporta, è stato effettuato il calcolo di tale parametro.

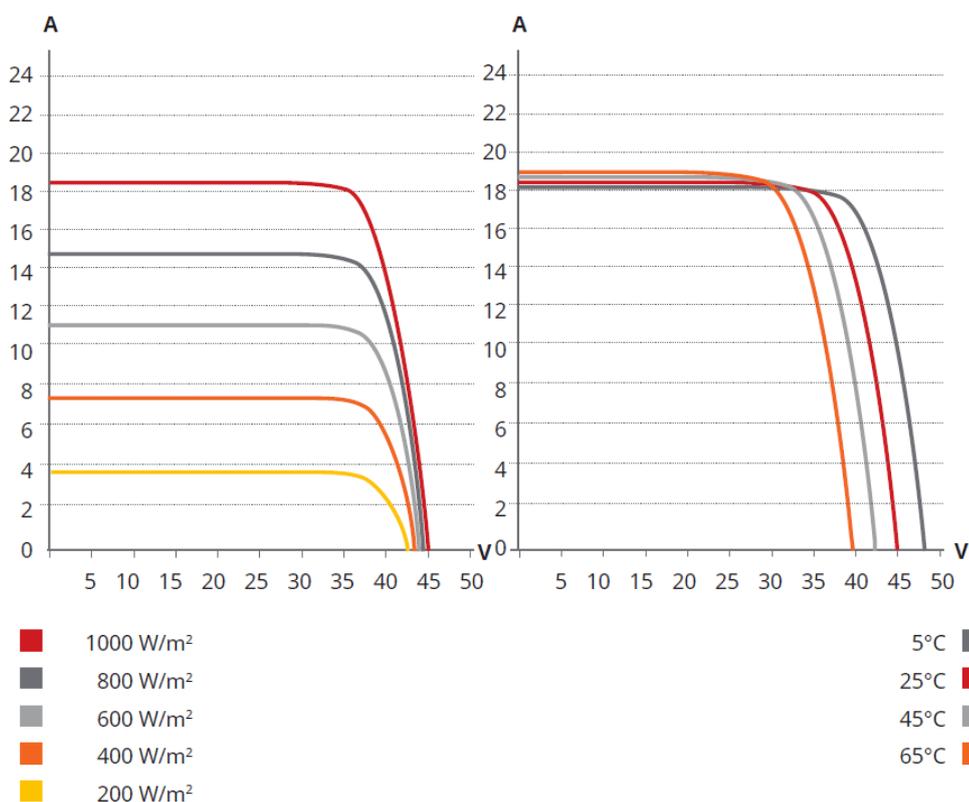


Figura 11. Comportamento dei moduli in funzione del livello di irraggiamento

Sulla scorta di tali considerazioni, il valore delle perdite per basso irraggiamento attraverso le simulazioni nel software PVSyst risulta essere pari a -0,61%.

- **Perdite per temperatura**

Le perdite per temperatura sono legate alla diversa performance che hanno i moduli in relazione ai vari regimi di temperatura di funzionamento. All'aumentare della temperatura, le celle fotovoltaiche diminuiscono le prestazioni elettriche di potenza.

In sede di progetto definitivo è stata effettuata una valutazione di tale parametro, sulla base dei dati climatici aggiornati del sito (database Meteonorm), e della curva del comportamento dei moduli scelti (in funzione della temperatura), ottenendo un valore di calcolo pari a -5.28%.

- **Perdite per qualità del modulo fotovoltaico**

Tale valore tiene in considerazione della tolleranza sulla potenza nominale del modulo fotovoltaico. In particolare, il modulo proposto in progetto ha una tolleranza positiva, in termini percentuali, -0% + 3% sulla potenza nominale di 400W. La corretta formulazione di tale parametro di perdita tiene conto di una media pesata delle tolleranze positive dei moduli fotovoltaici, secondo formule di pesatura assunte a standard in letteratura. Secondo tale criterio di pesatura precedentemente richiamato, con la tolleranza positiva del modulo in progetto, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a +0,55% (guadagno).

- **Perdite per mismatch del generatore fotovoltaico**

Sono perdite relative alla naturale non uniformità di prestazioni elettriche fornite dai vari moduli che compongono ogni stringa fotovoltaica e quindi fra una stringa e l'altra. La disposizione delle strutture, la distribuzione spaziale dei quadri stringbox, l'ottimizzazione delle linee elettriche DC, fanno sì che le differenze di prestazioni elettriche fra una stringa e l'altra risultino minimizzati, potendo così calcolare tale perdita ad un valore pari a -2,1%.

- **Degrado delle prestazioni dei moduli fotovoltaici**

Il degrado dei moduli fotovoltaici è funzione della tecnologia, del sito di installazione (spettro solare e temperature) e della qualità del prodotto. Generalmente l'andamento del degrado non è lineare: nel primo anno di esposizione la perdita è maggiore fino a stabilizzarsi con un degrado costante negli anni seguenti. La tipologia di moduli in progetto presenta una garanzia sulla produzione massima al primo anno d'esercizio del 98% e un decadimento annuo successivo massimo del 0,55% per i 25 anni successivi (decadimento lineare). Nel

software di calcolo PVSyst è stato inserito il corretto modello del modulo, con la curva di decadimento appena descritta. Si considera quindi il valore medio di perdita pari a -0,2%.

- **Perdite Ohmiche di cablaggio**

Si tratta di una perdita legata alle sezioni e alla lunghezza dei cavi elettrici e al loro cablaggio. Sulla base del progetto elettrico dell'impianto, con il dimensionamento e la verifica delle linee elettriche BT, grazie all'ottimizzazione dei percorsi dei cavi di corrente continua e all'utilizzo di sezioni di cavi per le stringhe di sezione idonea, il valore di tali perdite è stato calcolato pari a - 1,06%.

- **Perdite sul sistema di conversione**

Sono dovute alla curva di efficienza degli inverter in funzione della potenza in uscita e quindi, in prima analisi, dal progetto della macchina in funzione delle condizioni di irraggiamento del sito e di quelle del carico. La stima dipende dal tipo di convertitore utilizzato, marca e dallo schema di trasformazione. Secondo i calcoli delle perdite di rete con il software PVSyst, imputando nel modello di calcolo i dati dell'inverter in progetto, le perdite sono state calcolate pari al - 1,37%.

Tutte le perdite sopra elencate hanno una sezione dedicata nel software; le perdite dettagliate possono essere impostate dall'utente oppure rimanere invariate alle impostazioni di default che il software stesso suggerisce.

Il Software infine presenta nel report finale un diagramma dettagliato delle perdite, che risulta utile nella valutazione conclusiva di un lavoro di simulazione poiché da questo si estrapolano chiaramente le informazioni su quali fattori siano più significativi nella produzione e nella perdita di energia.

La seguente figura mostra il diagramma finale per l'impianto in esame.

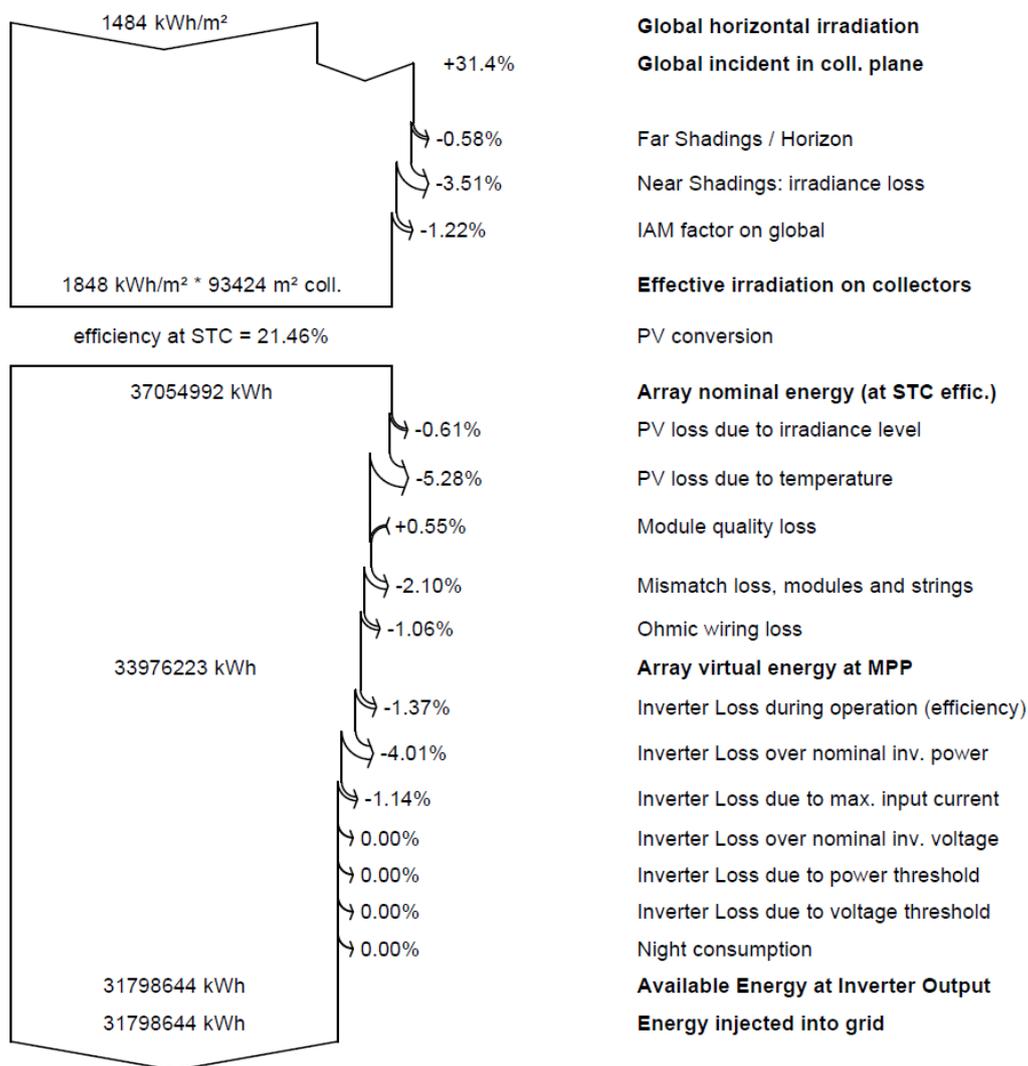


Figura 12. Diagramma delle perdite

Sulla scorta di tutte le considerazioni effettuate, è stato effettuato il calcolo della producibilità del sistema, partendo dal modello dell'impianto imputato nel software di calcolo PVSyst. Stabilita quindi la disponibilità della fonte solare, e determinate tutte le perdite illustrate, la produzione dell'impianto fotovoltaico in progetto risulta pari a **31'799 MWh/anno.**

Sulla base di tutte le perdite precedentemente illustrate, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio PR) pari a 81.53 % al primo anno di esercizio.

3.4. Posizionamento pannelli fotovoltaici

Come detto, il parco fotovoltaico prevede l'installazione di n° 30'000 pannelli, aventi potenza unitaria pari a 665 Wp, per una potenza complessiva nominale di circa 20 MW.

Il posizionamento dei pannelli e quindi la definizione del layout ottimale del progetto fotovoltaico è stato effettuato sulla base dei seguenti fattori:

- esposizione a sud del sito;
- orografia dell'area;
- interdistanze tra le stringhe;
- fenomeno di ombreggiamento;
- dati di irraggiamento acquisiti sul sito in esame;
- presenza di aree vincolate o comunque non idonee alla realizzazione dell'impianto;
- presenza di abitazioni, strade linee elettriche od altre infrastrutture;
- minimizzazione dell'alterazione dello stato attuale dei luoghi, compatibilmente con le condizioni necessarie di pendenza, di superficie, di larghezza e curvatura delle vie di collegamento e di spazio adeguato all'installazione dei pannelli e alle infrastrutture ad essi associate avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.

Il layout dell'impianto è riportato nella tavola A.12.b.6. allegata al presente progetto.

Di seguito sono riportate le coordinate geografiche, fornite nel sistema UTM WGS 84, che individuano il punto centrale del sito destinato alla realizzazione del progetto; nel dettaglio:

- Longitudine: 566'666.813 m E;
- Latitudine: 4'508'721.206 m N.

Segue la Figura 13 in cui sono riportate le coordinate geografiche che individuano il perimetro del sito destinato alla realizzazione del progetto, sempre nel sistema di riferimento UTM WGS84.

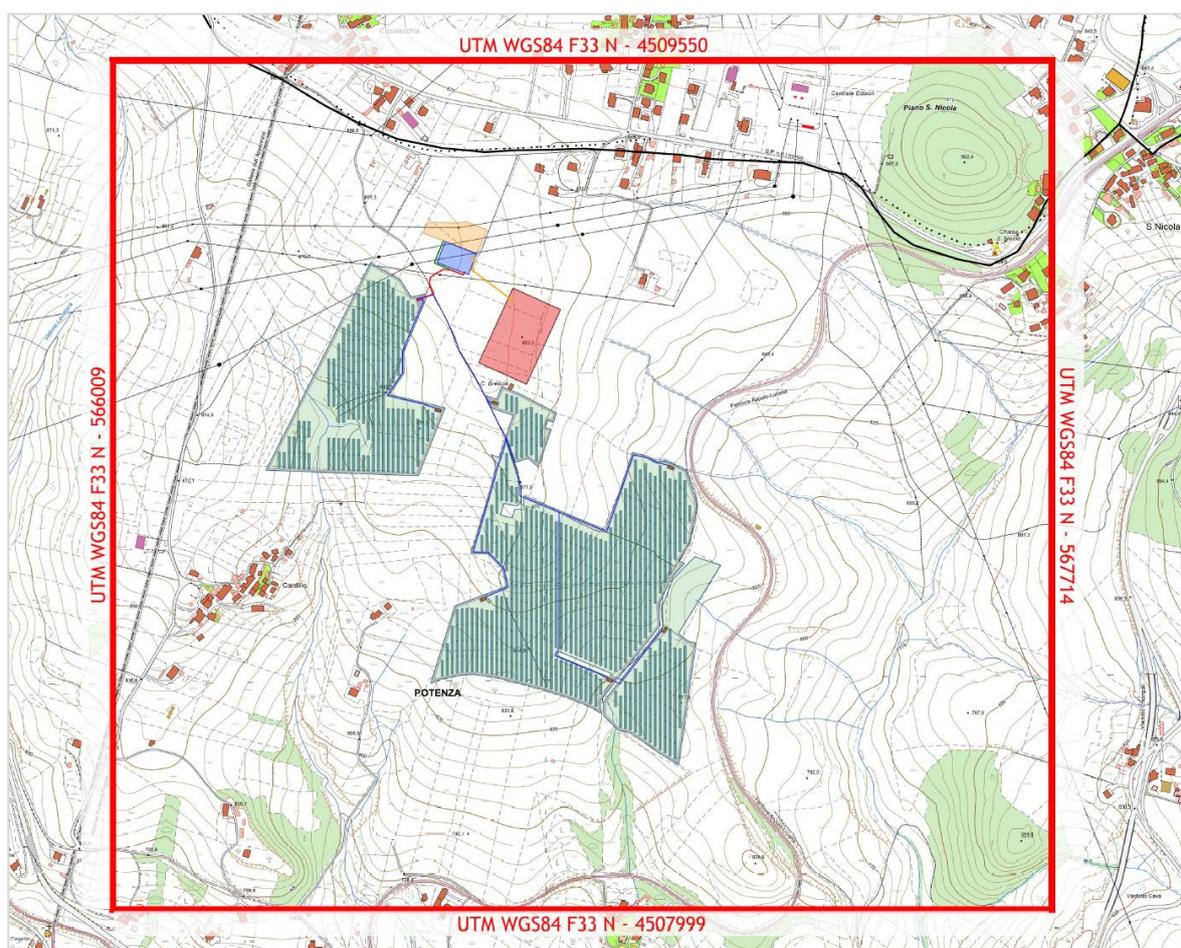


Figura 13: Coordinate geografiche del perimetro che racchiude il sito da destinare alla realizzazione del campo fotovoltaico in località “Case Brescia” in agro del comune di Potenza (PZ)

4. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L'INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE

L'impianto di protezione contro i fulmini ha il compito di proteggere edifici e strutture dalle fulminazioni dirette e di conseguenza da un eventuale incendio o dalle conseguenze della corrente da fulmine impressa (fulmine senza innesco).

Dall'osservazione del progetto è possibile verificare che il volume dell'impianto che è necessario proteggere dalle scariche elettriche dirette o indirette, si limita allo spazio fisicamente occupato dai pannelli stessi. Per tale ragione, la scelta delle soluzioni impiantistiche da utilizzare per questo tipo di protezione sono ricadute su quelle già fornite dalla casa costruttrice per ogni singolo componente.

La necessità della protezione e la scelta delle rispettive misure di protezione dovrebbero essere calcolate tramite una valutazione del rischio. La valutazione del rischio deve essere effettuata secondo la norma *CEI EN 62305-2 (CEI 81-10 parte 1, 2, 3)*.

4.1. Sistema di protezione da fulminazioni (SPD) dei pannelli fotovoltaici

Si ritiene che per il generatore fotovoltaico, vista l'entità del danno economico che si può determinare, debba essere previsto, un sistema di protezione contro i fulmini, anche se non esplicitamente richiesto dalle disposizioni legislative.

Secondo la normativa *CEI EN 62305-1/4* è resa obbligatoria la presenza di parafulmini e scaricatori di sovratensioni quali gli SPD (Dispositivi di Protezione dalle Sovratensioni) con il fine di proteggere le apparecchiature elettroniche: in primo luogo gli inverter, ma anche i convertitori sul cui lato in CA viene predisposta una coppia di SPD.

Ai terminali degli organi elettromeccanici e dei circuiti elettronici, in particolare degli inverter, è opportuno inserire adeguati SPD scelti per le soglie di lavoro del circuito da proteggere ed in grado di fornire adeguate protezioni. Tali dispositivi di protezione dalle sovratensioni devono essere anche dimensionati per le correnti impulsive da fulmine previste nel punto d'installazione (scariche indirette o scariche dirette e indirette). Nell'uso di SPD si deve tener conto della possibilità che essi vengano sovraccaricati da transitori di ampiezza maggiore di quella per cui sono stati dimensionati e pertanto essi devono essere dotati degli opportuni dispositivi di distacco. Lo stato di efficienza dell' SPD deve essere inoltre costantemente visualizzato localmente e, se richiesto, anche in modo remoto con l'ausilio di contatti di tele-segnalamento.

L'impianto fotovoltaico può trasferire, all'impianto elettrico della struttura su cui è installato, quota parte della corrente del fulmine o più semplicemente delle sovratensioni, causandone il danneggiamento. Per tale ragione è fondamentale adottare un adeguato sistema di SPD a protezione dell'integrità di entrambi gli impianti. Se la struttura che ospita il generatore fotovoltaico deve essere protetta con LPS⁵ esterno, la struttura metallica di supporto dei pannelli deve essere idoneamente interconnessa agli elementi di captazione.

La valutazione di rischio prevista dalle norme definisce se per una struttura è necessaria o meno la protezione da fulmini esterna. In base a questa classificazione, ed alla taglia dell'impianto, è poi possibile individuare le corrette misure di protezione da sovratensioni.

⁵ LPS - Lightning Protection System

4.2. Protezione interna da fulminazione/protezione dei componenti elettronici

I dispositivi elettronici sono posizionati all'interno di alloggiamenti metallici, connessi a terra; essi quindi sono protetti nel caso di fulminazioni o di inusuali sovratensioni. Ulteriori misure per la protezione delle apparecchiature contro sovratensioni:

- Sala di controllo e del generatore sono protetti con scaricatori;
- Le schede con la corrispondente alimentazione sono dotate di filtri smorzanti;
- I ricevitori e i trasmettitori di segnale digitale sono protetti con filtri RC e diodi limitatori di sovratensioni,
- L'elettronica di controllo e gestione è disaccoppiata attraverso accoppiatori ottici; i segnali sono trasmessi mediante fibra ottica.

Il modem per il monitoraggio remoto è protetto con uno speciale modulo di protezione per i dati di interfaccia, per prevenire accoppiamenti esterni attraverso il cablaggio.

5. CONCLUSIONI

Il presente rapporto presenta i risultati della valutazione dell'impianto fotovoltaico in agro del comune di Potenza (PZ).

I calcoli sono stati effettuati con l'ausilio del software PVGIS che ha consentito il calcolo della produzione energetica relativa al sito in esame a mezzo dell'ausilio di modelli di calcolo ampiamente utilizzati nel settore fotovoltaico.