



REGIONE BASILICATA  
 PROVINCIA DI MATERA  
 COMUNE DI GROTTOLE



**AUTORIZZAZIONE UNICA EX D.Lgs 387/2003**

**INSTALLAZIONE DI UN IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE SOLARE DENOMINATO "GROTTOLE 3" DI POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 20.000,00 kW E POTENZA DI PICCO PARI A 19.996,99 kW**

Codice pratica: 202100420



Codice elaborato

|              |               |           |             |
|--------------|---------------|-----------|-------------|
| Commessa     | Livello prog. | Tipologia | Progressivo |
| <b>SE220</b> | <b>PD</b>     | <b>R</b>  | <b>007</b>  |

|               |       |
|---------------|-------|
| DATA          | SCALA |
| Novembre 2021 | -     |

Titolo elaborato

**A.5-Relazione tecnica impianto fv**

REVISIONI

| REV. | DATA | DESCRIZIONE | ESEGUITO | VERIFICATO | APPROVATO |
|------|------|-------------|----------|------------|-----------|
|      |      |             |          |            |           |

Progettazione:



**STUDIO ENERGY SRL**  
 Via delle Comunicazioni snc  
 75100 Matera  
 C/F. e PIVA 01175590775

Tecnici:

**Dott. Ing. Calbi Francesco Rocco**



Il Proponente:



REN 184 S.R.L.  
 Salita di Santa Caterina, 2/ISC.B - 16123 Genova (GE)  
 C.F./P.IVA 02686820990

LEGALE RAPPRESENTANTE



**Impianto fotovoltaico  $P_p = 19,99699$  MW<sub>p</sub>**

**“GROTTOLE 3”**

**Comune di Grottole (MT)**

## RELAZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO FV

Fase di Valutazione d'Impatto Ambientale. ai sensi

D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii

**REDATTO DA / WRITTEN BY**

ING. FRANCESCO CALBI

| <b>REVISIONE</b> | <b>N°</b> | <b>DATA/DATE</b> |
|------------------|-----------|------------------|
| Prima emissione  | 00        | 11/2021          |
|                  |           |                  |

## INDICE

|   |    |
|---|----|
| INDICE .....  | 2  |
| PREMESSA .....  | 3  |
| DEFINIZIONI .....   | 5  |
| NORMATIVA DI RIFERIMENTO .....  | 6  |
| A.5.a. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI .....   | 9  |
| A.5.a.1. MODULI FOTOVOLTAICI .....  | 14 |
| A.5.a.2. STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI .....  | 16 |
| A.5.a.3 INVERTER.....   | 19 |
| A.5.a.5. LINEE BT IN CAVO INTERRATO .....   | 22 |
| A.5.a.5.1. Cavi della sezione in corrente continua .....  | 22 |
| A.5.a.5.2. Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti ..... | 25 |
| A.5.a.6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE .....   | 26 |
| A.5.a.7. TRASFORMATORI BT/MT.....   | 27 |
| A.5.a.8. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE .....                           | 28 |
| A.5.a.9. PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI.....  | 28 |
| A.5.a.10. LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI<br>MT/BT               | 29 |
| A.5.a.11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE .....   | 33 |
| A.5.a.12. SERVIZI DI CABINA .....   | 35 |
| A.5.b. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO .....  | 36 |
| A.5.b.1. SITO D'INSTALLAZIONE .....   | 36 |
| A.5.b.2. POTENZA TOTALE .....   | 37 |
| A.5.b.3. DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE .....   | 38 |
| A.5.b.4. SISTEMI DI ORIENTAMENTO .....  | 39 |
| A.5.b.5. PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA.....   | 40 |
| A.5.c. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI .....                  | 50 |

## PREMESSA

La presente relazione tecnica riguarda la centrale di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile di tipo fotovoltaica denominata “**GROTTOLE 3**”, della potenza di picco di 19,99699 MWp che sarà realizzata nel comune di Grottole (MT), in prossimità della SP65 “Fondo Valle Basentello”, su terreni distinti al Catasto Terreni del comune di Grottole al Foglio 15 particella 8, 15, 80, 69.

Lo schema di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale in AT prevede che l’impianto di utenza venga collegato in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) di trasformazione della RTN 380/150 kV da inserire in entra-esci alla linea della RTN a 380 kV “Matera - Aliano”.

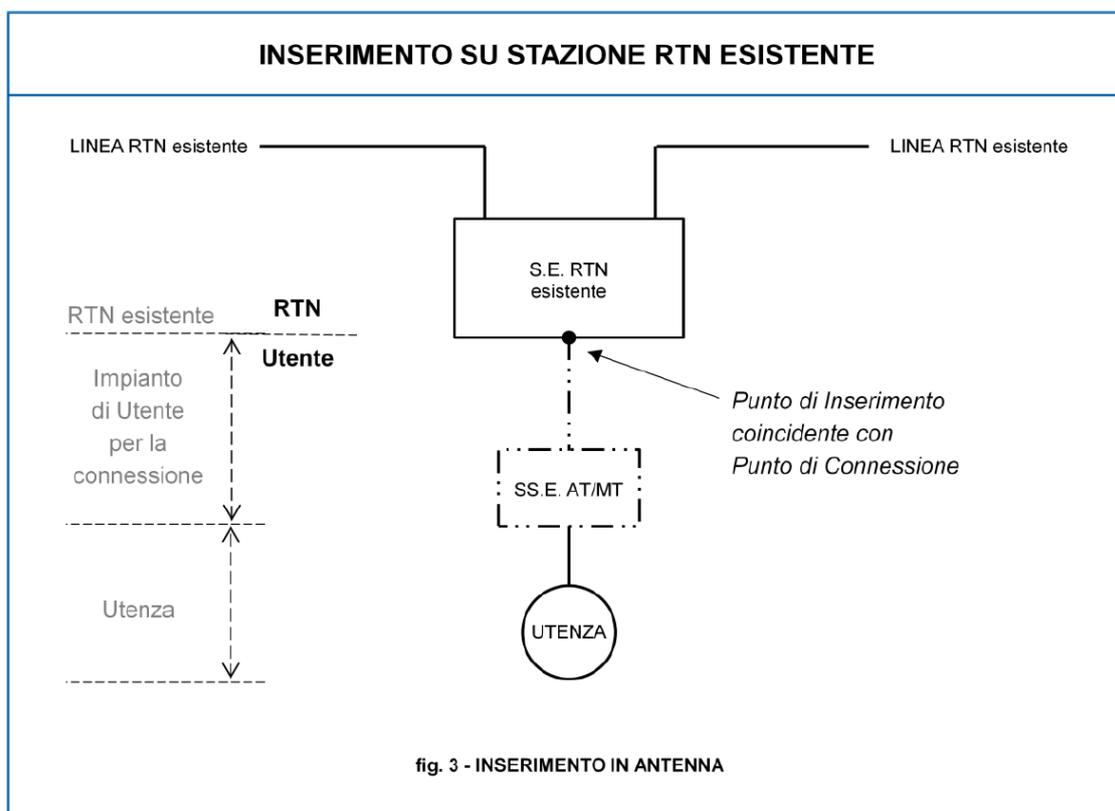


Figura 1 – Schema di inserimento in antenna su stazione RTN esistente

La futura stazione Elettrica della RTN a 380 kV alla quale si dovrà connettere la centrale fotovoltaica oggetto della presente relazione tecnica sarà composta da una sezione a 380 kV in doppia sbarra, come rappresentato in figura 2.

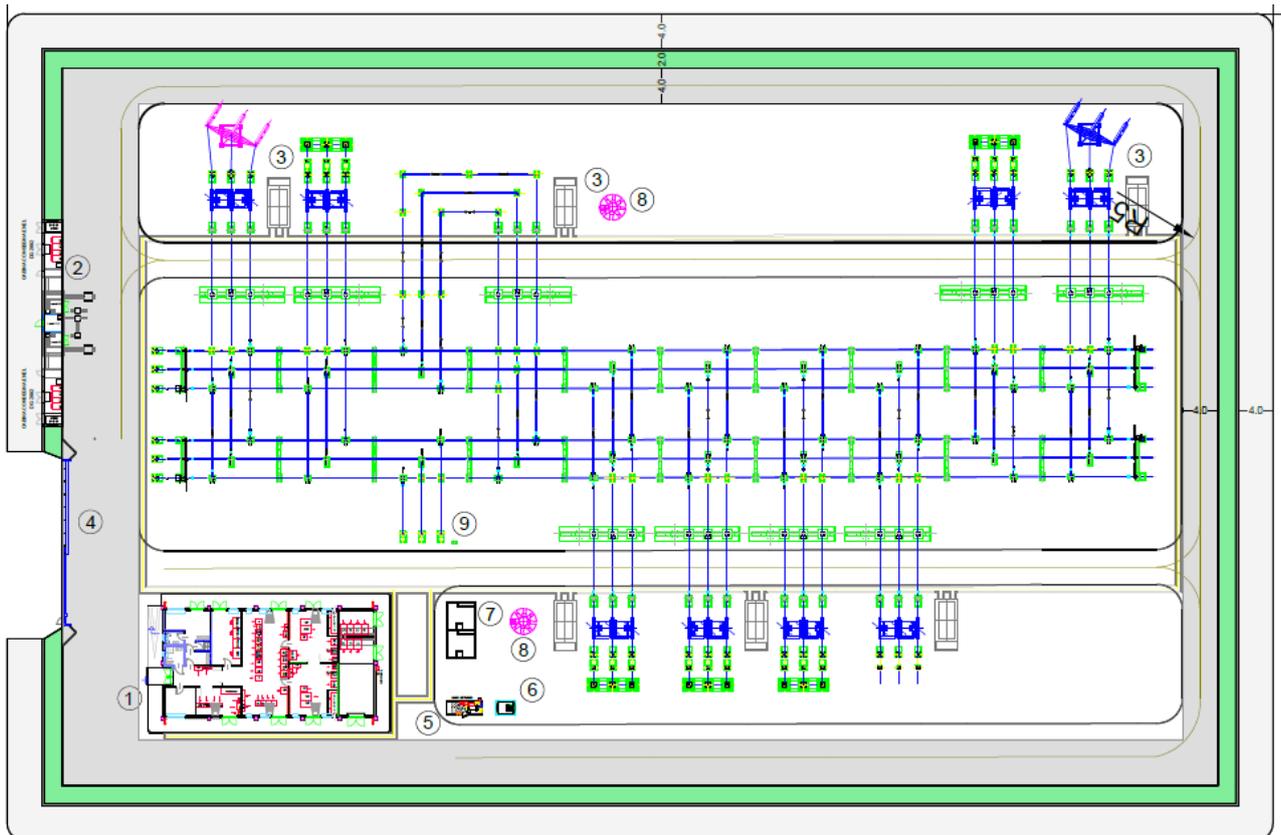


Figura 2: Futura SE di trasformazione della RTN 380/150 kV

In base a quanto indicato nella Soluzione Tecnica, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla SE di trasformazione sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

Il parco fotovoltaico sarà collegato alla SE mediante costruzione di una linea a 30 kV in cavo interrato della lunghezza di 600 m dalla cabina di raccolta fino alla stazione d'utenza che si collegherà con cavo AT dal sistema di sbarre condivise a 150 kV alla futura SE di Terna. Il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV costituirà impianto di utenza per la connessione e arriverà allo stallo produttore che si trova sulla suddetta stazione.

La stazione d'utenza verrà realizzata in prossimità della futura SE di trasformazione della RTN 380/150 kV, che corrisponde ad una porzione della particella catastale 69 del fg. 15 del comune di Grottole, e sarà costituita da una sezione a 150 kV.

Ai sensi dell'Allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale fotovoltaica sulla SE RTN costituisce impianto di utenza per la connessione, mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce impianto di rete per la connessione.

La restante parte di impianto invece rappresenta l'impianto di utente.

## **DEFINIZIONI**

### **- DISTRIBUTORE**

Persona fisica o giuridica individuata dall'art.9 del D.Lgs 79/99 che ha l'obbligo di connessione di terzi sulle proprie reti ed è responsabile della gestione, manutenzione e, se necessario, dello sviluppo della rete elettrica e relativi dispositivi di interconnessione.

### **- DISPOSITIVO DI GENERATORE (DDG)**

Apparecchiatura di manovra e protezione la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) determina la separazione del gruppo di generazione.

### **- DISPOSITIVO DI INTERFACCIA (DDI)**

Una (o più) apparecchiature di manovra la cui apertura (comandata da un apposito sistema di protezione) assicura la separazione dell'impianto di produzione dalla rete, consentendo all'impianto di produzione stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

### **- DISPOSITIVO GENERALE DI UTENTE (DG)**

Apparecchiatura di protezione, manovra e sezionamento la cui apertura (comandata dal Sistema di Protezione Generale) assicura la separazione dell'intero impianto dell'Utente dalla rete del Distributore.

### **- IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE**

La porzione di impianto per la connessione di competenza del Distributore, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione. L'impianto di rete presso l'utenza, qualora presente, è parte integrante dell'impianto di rete per la connessione.

### **- IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE**

La porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente.

### **- IMPIANTO PER LA CONNESSIONE**

L'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di Utente. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione.

### **- IMPIANTO DI UTENZA**

Impianto di produzione o impianto utilizzatore, nella disponibilità dell'Utente.

### **- PUNTO DI CONNESSIONE O CONSEGNA**

Il confine fisico tra la rete di distribuzione o di trasmissione e la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del Produttore ed attraverso cui avviene lo scambio fisico dell'energia elettrica. Tale punto è individuato fisicamente nel punto in cui si attesta il terminale del collegamento tra impianto di consegna ed impianto di utente. Generalmente coincide con il "punto di confine".

**- UTENTE DELLA RETE (O UTENTE)**

Soggetto che utilizza la rete per immettere o prelevare energia elettrica. Gli utenti della rete sono individuati in utenti passivi e attivi.

**- UTENTE ATTIVO**

Utenti che utilizzano qualsiasi macchinario (rotante o statico) che converta ogni forma di energia utile in energia elettrica in corrente alternata previsto per funzionare in parallelo (anche transitorio) con la rete. A questa categoria appartengono anche tutti gli utenti che installano sistemi di accumulo diversi dagli UPS, come definiti dalla Norma EN 62040

**NORMATIVA DI RIFERIMENTO**

La normativa e le leggi di riferimento da rispettare per la progettazione e realizzazione della linea elettrica di connessione sono:

- ✓ D.Lgs. 81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- ✓ D.M. 37/08: Per la sicurezza elettrica;
- ✓ Allegato A 2: "Guida agli schemi di connessione" rev. 01 luglio 2015;
- ✓ Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- ✓ CEI 11-1: "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata";
- ✓ CEI 11-4 "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne";
- ✓ CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo" CEI 016 "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ CEI 02 "Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici";
- ✓ CEI 106-11 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche";
- ✓ CEI 11-37 "Guida per l'esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV";
- ✓ CEI 10-36 "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto";
- ✓ CEI 11-17: "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo";

- ✓ CEI 11-20: "Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1° e 2° categoria";
- ✓ CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua";
- ✓ CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): "Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)";
- ✓ CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): "Prescrizioni particolari per i condotti sbarre";
- ✓ CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): "Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)";
- ✓ CEI EN 60445 (CEI 16-2): "Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo- macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico";
- ✓ CEI EN 60529 (CEI 70-1): "Gradi di protezione degli involucri (codice IP)";
- ✓ CEI 0-2: "Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici";
- ✓ UNI 10349: "Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici";
- ✓ CEI 0-16: "Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alla reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- ✓ Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- ✓ CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- ✓ CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- ✓ CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- ✓ CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- ✓ CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- ✓ CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- ✓ CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- ✓ R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- ✓ R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- ✓ D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - "Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- ✓ Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 "Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";

- ✓ D.M. n. 449 del 21/3/1988 - "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" - Norma Linee;
- ✓ D.M. n. 16/01/1991 - "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne";
- ✓ Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- ✓ D.P.C.M del 8/07/2003 - "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)";
- ✓ D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- ✓ Legge n. 1086 del 5/11/1971 "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica" e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 64 del 2/02/1974 - "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche" e successive modificazioni;
- ✓ Legge n. 10 del 28/01/1977 - "Edificabilità dei suoli";
- ✓ D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - "Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada".

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

### **A.5.a. DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI**

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza di picco di 19,99699 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico, e sarà ubicato nel comune di Grottole (MT), in prossimità della SP65 "Fondo Valle Basentello", su terreni distinti al Catasto Terreni del comune di Grottole al Foglio 15 particella 8, 15, 80, 69.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter centralizzati contenuti all'interno di power station del tipo **SMA MV POWER STATION 4000** con potenza in uscita in AC di 4000 kVA, che potranno variare in relazione alla disponibilità che vi sarà sul mercato in fase di redazione del progetto esecutivo.

Al fine di massimizzare la producibilità di energia sarà dotato di sistema su tracker monoassiali ad inseguimento solare per una porzione di impianto.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici del tipo **Trina Solar** del tipo **VERTEX backsheet da 505 Wp**, i quali verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei locali di conversione e trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari a 39.598, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- P<sub>n</sub> generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- P<sub>n</sub> modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 5 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà realizzare un locale di conversione e trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Definito il layout di impianto (soluzione con inverter centralizzati), il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

### **VERIFICA DELLA CONDIZIONE 1**

(massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione in ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- ✓ - 10° C per le zone fredde;
- ✓ 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAXFV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAXmodulo(\theta_{min})} [V]$$

dove

- ✓  $N_s$  è il numero di moduli che costituiscono la stringa;
- ✓  $U_{MAX modulo(\theta_{min})}$  è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAXmodulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove

- ✓  $U_{oc(25^\circ C)}$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- ✓  $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAXFV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAXmodulo(\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc(25^\circ C)} - \beta(25 - \theta_{min})] \leq U_{maxinverter}$$

essendo  $U_{max inverter}$  la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

## VERIFICA DELLA CONDIZIONE 2

(massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a  $1000W/m^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPTMAX FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPTMAX modulo(\theta_{min.})}$$

dove:

- ✓  $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- ✓  $U_{MPPTMAX modulo(\theta_{min.})}$  è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPTMAX modulo(\theta_{min.})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min.})$$

Essendo  $U_{MPPT}$  la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPTMAX FV(\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min.})] \leq U_{MPPTMAX INVERTER}$$

dove  $U_{MPPTMAX INVERTER}$  è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

## VERIFICA DELLA CONDIZIONE 3

(minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- ✓ irraggiamento pari a  $1000 W/m^2$
- ✓ temperatura  $\theta_{max}$  pari a  $70-80^\circ C$

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT min FV} = N_s \cdot U_{MPPT min modulo}$$

dove:

- ✓  $N_s$  è il numero di moduli collegati in serie;
- ✓  $U_{MPPTmin}$  modulo è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPTmin \text{ modulo}} = U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPTmin \text{ FV}} = N_s \cdot [U_{MPPTmodulo} - \beta \cdot (25 - \theta_{max})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo  $U_{MPPTminINVERTER}$  la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

#### VERIFICA DELLA CONDIZIONE 4

(massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{stringa, Max} = 1,25 \cdot I_{sc}$$

dove:

- ✓  $I_{stringa, Max}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- ✓ 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m<sup>2</sup>.

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{maxFV} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \leq I_{max \text{ Inverter}}$$

dove:

- ✓  $I_{max \text{ FV}}$  è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- ✓  $N_p$  è il numero di stringhe in parallelo;
- ✓  $I_{max \text{ inverter}}$  è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

Per i 5 sottocampi si prevede l'impiego di 5 cabine di conversione e trasformazione alle quali saranno collegate le 1523 stringhe fotovoltaiche da 26 moduli in serie.

Gli inverter saranno distribuiti sui relativi trasformatori ad olio attraverso un quadro elettrico di bassa tensione equipaggiato con dispositivi di generatore (tipicamente interruttori automatici di tipo

magnetotermico-differenziale) e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento BT del trasformatore stesso.

Le cabine di trasformazione saranno posizionate in posizione pressoché baricentrica rispetto ai generatori, in modo tale da ridurre le perdite per effetto Joule sulle linee di bassa tensione in corrente continua e in corrente alternata.

All'interno di ciascuna cabina sarà predisposto un quadro elettrico di media tensione, contenente due interruttori di manovra-sezionatore combinati con fusibili per la protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un sezionatore di linea sottocarico interbloccato con un sezionatore di terra e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

Le 5 cabine di trasformazione saranno a loro volta collegate in cavo interrato elettrificato a 30 kV.

Le cabine dalla n.1 e alla n.3 sono collegate tra loro in cavo interrato Al 95 mmq per una lunghezza di circa 450 m. Le cabine 4 e 5 sono collegate direttamente e indipendentemente alla cabina di raccolta con cavo Al 50 mmq rispettivamente di 500 m e 415 m. Infine la cabina di raccolta sarà collegata mediante cavo interrato MT a 30 kV Al 240 mmq per una lunghezza di circa 600 m alla stazione d'utenza, nella quale avverrà l'innalzamento della tensione a 150 kV.

Da quest'ultima partirà il collegamento con la futura SE di trasformazione della RTN 380/150 kV per l'immissione nella Rete di Trasmissione Nazionale.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'impianto di utente:

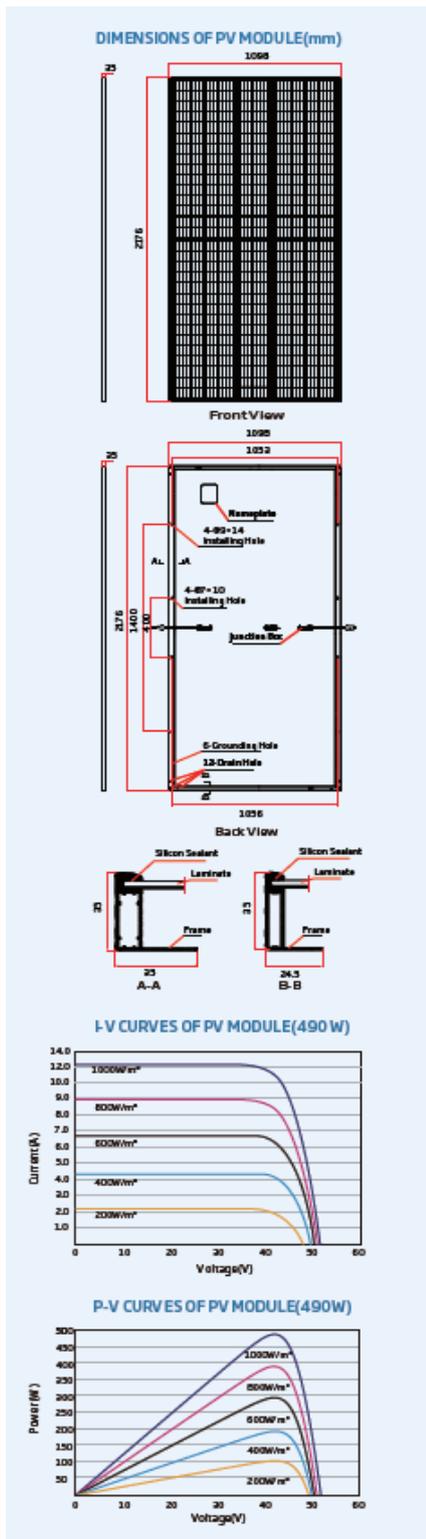
- 39.598 moduli fotovoltaici;
- 1523 stringhe fotovoltaiche costituite da 26 moduli in serie;
- 96 string box da 16 ingressi ciascuno;
- 5 inverter centralizzati del tipo SUNNY CENTRAL UP 4000 della SMA;
- inseguitori solari monoassiali;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che arrivano agli inverter e ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- cavi di bassa tensione per il collegamento degli avvolgimenti di bassa tensione dei trasformatori ai quadri elettrici di bassa tensione;
- n. 5 quadri elettrici di bassa tensione installati all'interno dei locali inverter, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di generazione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- n. 5 trasformatori MT/BT, uno per ciascun sottocampo, da 4000 kVA;
- n. 5 container compatti da 20 piedi, delle dimensioni complessive di 6,06x2,44x2,90 m (LxpxH) nelle quali saranno collocati i trasformatori MT/BT, le apparecchiature in BT e MT e gli inverter;

- n. 1 locale tecnico/officina prefabbricato delle dimensioni di 6,06x2,44x2,90 m (LxpH);
- n. 1 locale tecnico/supervisione prefabbricato delle dimensioni di 7,50x2,50x2,80 m;
- n. 1 cabina di raccolta delle dimensioni di 17,70 x 7,70 x 3,00 m;
- n. 3 linee di media tensione in cavo interrato realizzate in cavo multipolare isolato in HEPR;
- n. 1 quadro elettrico generale di media tensione.

Di seguito vengono descritte le caratteristiche dei vari elementi che costituiscono l'impianto di utente.

#### **A.5.a.1. MODULI FOTOVOLTAICI**

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 505 Wp, ognuno costituito da 150 celle in silicio monocristallino collegate in serie/parallelo, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m<sup>2</sup>; T=25 °C) sono di seguito riportate:



**ELECTRICAL DATA (STC)**

| Peak Power Watts- $P_{max}$ (Wp)*   | 480    | 485   | 490   | 495   | 500   | 505   |
|-------------------------------------|--------|-------|-------|-------|-------|-------|
| Power Tolerance- $P_{max}$ (W)      | 0 ~ +5 |       |       |       |       |       |
| Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V) | 42.0   | 42.2  | 42.4  | 42.6  | 42.8  | 43.0  |
| Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A) | 11.42  | 11.49 | 11.56 | 11.63 | 11.69 | 11.75 |
| Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)  | 50.8   | 51.1  | 51.3  | 51.5  | 51.7  | 51.9  |
| Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A) | 11.99  | 12.07 | 12.14 | 12.21 | 12.28 | 12.35 |
| Module Efficiency $\eta_m$ (%)      | 20.1   | 20.3  | 20.5  | 20.7  | 20.9  | 21.1  |

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

**ELECTRICAL DATA (NMOT)**

|                                     |      |      |      |      |      |      |
|-------------------------------------|------|------|------|------|------|------|
| Maximum Power- $P_{max}$ (Wp)       | 363  | 367  | 371  | 375  | 379  | 382  |
| Maximum Power Voltage- $V_{mp}$ (V) | 39.6 | 39.8 | 40.0 | 40.2 | 40.4 | 40.6 |
| Maximum Power Current- $I_{mp}$ (A) | 9.15 | 9.20 | 9.26 | 9.32 | 9.37 | 9.43 |
| Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)  | 48.0 | 48.2 | 48.4 | 48.6 | 48.8 | 49.0 |
| Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A) | 9.65 | 9.72 | 9.77 | 9.83 | 9.89 | 9.94 |

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

**MECHANICAL DATA**

|                      |   |
|----------------------|---|
| Solar Cells          | Monocrystalline   |
| Cell Orientation     | 150 cells   |
| Module Dimensions    | 2176 × 1098 × 35 mm (85.67 × 43.23 × 1.38 inches)   |
| Weight               | 26.3 kg (58.0 lb)   |
| Glass                | 3.2 mm (0.13 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass  |
| Encapsulant Material | EVA   |
| Backsheet            | White   |
| Frame                | 35 mm (1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy  |
| J-Box                | IP 68 rated   |
| Cables               | Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ).<br>Portrait: N 280mm/P 280mm(11.02/11.02inches)<br>Landscape: N 1400 mm/P 1400 mm (55.12/55.12 inches) |
| Connector            | MC4 EV02 / TS4*   |

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

|   |             |
|---|-------------|
| NMOT (Nominal Module Operating Temperature) | 41°C (±3°C) |
| Temperature Coefficient of $P_{max}$        | - 0.36%/°C  |
| Temperature Coefficient of $V_{oc}$         | - 0.26%/°C  |
| Temperature Coefficient of $I_{sc}$         | 0.04%/°C    |

(Do not connect Fuse in Combiner Box with two or more strings in parallel connection)

**MAXIMUM RATINGS**

|                         |                |
|-------------------------|----------------|
| Operational Temperature | -40 ~ +85°C    |
| Maximum System Voltage  | 1500V DC (IEC) |
| Max Series Fuse Rating  | 20A            |

**WARRANTY**

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

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

|                                       |
|---------------------------------------|
| Modules per box: 30 pieces            |
| Modules per 40' container: 600 pieces |

Figura 3: datasheet moduli fotovoltaici Vertex backsheet TrinaSolar

I moduli saranno assemblati meccanicamente su apposite strutture di sostegno e collegati elettricamente in modo tale da formare le stringhe.

Le stringhe fotovoltaiche saranno costituite da 26 moduli in serie e presenteranno le caratteristiche tecniche riportate nella tabella 1:

|                  |        |
|------------------|--------|
| $U_{oc}$ [V]     | 1349,4 |
| $U_{MPPmax}$ [V] | 1118   |
| $I_{max}$ [A]    | 11,75  |
| $I_{sc}$ [A]     | 12,35  |

Tabella 1: caratteristiche elettriche della stringa fotovoltaica

Per la determinazione dei parametri elettrici delle stringhe, sono stati assunti i seguenti valori di temperatura:

- ✓  $\theta_{riferimento} = 25^{\circ} \text{ C}$ ;
- ✓  $\theta_{minima} = 0^{\circ} \text{ C}$ ;
- ✓  $\theta_{massima} = 70^{\circ} \text{ C}$ .

#### **A.5.a.2. STRUTTURE DI SOSTEGNO MODULI FOTOVOLTAICI**

Le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici saranno costituite da tracker monoassiali ad asse orizzontale con i moduli installati su un'unica fila, in verticale, secondo n.3 configurazioni portrait da 78, 52 e 26 pannelli. Ciascun tracker si muove in maniera indipendente rispetto agli altri poiché sono dotati di proprio motore. L'asse di rotazione (asse principale del tracker) è in linea orientato nella direzione nord-sud, con una inclinazione (azimut) di  $0^{\circ}$ . Piccole rotazioni sono possibili in relazione alla conformazione del terreno. Il range di rotazione completo del tracker è  $\pm 60^{\circ}$ .

Ogni tracker è costituito da pali che support

ano un numero diverso di travi su cui sono fissati i correntini sui quali vengono ancorati i moduli fotovoltaici con bulloni, di cui almeno uno di essi è dotato di un dado antifurto. Il palo centrale è del tipo HEA 160. Su questo palo è fissato il motore sul quale vengono calettate le prime due travi centrali, una a DR e l'altra a SN. Attraverso opportuni giunti sono collegate le travi successive, di diversa lunghezza, che a loro volta, tramite robusti cuscinetti, poggiano su pali a "Z".

Al fine di rendere la struttura solida e robusta, le travi hanno uno spessore diverso che diminuisce dal centro verso l'esterno. Il motore che ruota i pannelli è di tipo a corrente continua ed è controllato dal controller che utilizza una batteria interna da 6 Ah, la cui carica è garantita da un pannellino fotovoltaico da 30W. Il pannellino è montato sopra il motore, mentre il controller è fissato sulla traversa centrale immediatamente

accanto al motore. Le travi e le omega sono zincate "Z450"; i pali, i giunti e le teste sono zincati a caldo EN 1461.

Le strutture di supporto vengono posizionate ad un'altezza di circa 2,20 m dal terreno seguendo la giacitura dello stesso e sono infisse al terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. Le fondazioni sono costituite da supporti in acciaio a sezione trapezoidale aperta collocati nel terreno mediante infissione diretta, alla cui sommità verranno collegati tramite bullonatura le strutture del "tracker" di sostegno dei pannelli.

#### **COMPONENTI CORE DEL TRACKER SUNHUNTER SINGOLO ASSE**

- **SLEW DRIVE**

Trasmissione ad alta coppia nominale

Grado di protezione IP66

Precisione di rilevamento 0,1 °

Temperatura dell'azionamento a vite senza fine da -20 ° C a + 120 ° C

Controllato da una propria scheda elettronica in grado di rilevare la posizione del tracker per controllare l'angolo del tracker stesso e trasmettere i dati utilizzando la rete mesh Zigbee

- **WPAN (wireless personal area networks)**

Basato sullo standard Zigbee IEEE 802.15.4

- **STRUTTURA**

Acciaio al carbonio secondo EN10219

Zincato a caldo I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e bulloni zincati a caldo

Certificazione CE

- **CUSCINETTO**  
 Cuscinetto orientabile auto-allineante  
 Carichi elevati  
 Resistente allo sporco  
 Resistente ai prodotti chimici  
 Facile montaggio e smontaggio  
 Compensazione di errori di disallineamento che fanno sempre la migliore condizione di rotazione sui tracker

- **SELF POWER**  
 Kit di alimentazione con pannello fotovoltaico e batteria per ogni rotazione

- **CARATTERISTICHE GENERALI**

|   |  |
|---|--|
| Tipo di sistema   | Inseguimento orizzontale ad asse singolo   |
| Tipo di azionamento   | Slew Drive (134W DC - 5.500 N * m)   |
| Gamma di rilevamento del movimento                          | ± 60 °   |
| Alimentazione al motore / controller                        | Autoproduzione oppure 100 - 240 V CA<br>50/60 Hz   |
| Materiale   | S275 JOH, S355 JOH zincati a caldo<br>I Magnelis ZM430 I Sendzimir Z450 Dadi e<br>bulloni zincati a caldo<br>Certificazione CE |
| Pendenza del terreno consentita                             | ≤ 9% N / S   |
| Velocità massima del vento                                  | Standard 17 m / s  |
| Modalità di sicurezza<br>(posizione orizzontale automatica) | Modalità vento / Modalità neve   |
| Controller  | Controller elettronico solare, protocollo<br>Modbus  |

*Figura 4: caratteristiche tracker SunHunter*

### **A.5.a.3 INVERTER**

La conversione da corrente continua a corrente alternata a 50 Hz per la relativa immissione in rete, è ottenuta da un opportuno gruppo di conversione.

Gli inverter utilizzati in fase di progetto sono del tipo centralizzati del tipo **SMA MV POWER STATION 4000** con potenza in uscita in AC di 4000 kVA, che potranno variare in relazione alla disponibilità che vi sarà sul mercato in fase di redazione del progetto esecutivo.

Il sistema di conversione e controllo di ciascun inverter è costituito essenzialmente dalle seguenti parti:

- ✓ filtro lato corrente continua;
- ✓ ponte a semiconduttori (IGBT);
- ✓ unità di controllo;
- ✓ filtro di uscita;
- ✓ sistema di acquisizione dati (DAS).

Il convertitore statico DC/AC è un inverter PWM di tipo full digital a commutazione forzata, che, funzionando in parallelo alla rete elettrica di distribuzione, erogherà nella rete stessa l'energia generata dal campo fotovoltaico inseguendo il punto di massima potenza.

L'inverter è fornito di filtri per il contenimento delle armoniche verso rete secondo la vigente normativa; il fattore di potenza può essere regolato tra 0.8 in ritardo e 0.8 in anticipo.

L'unità convertitore comprende un filtro per ridurre il ripple di corrente lato corrente continua e garantire che la corrente fluisca continuamente in tutte le condizioni operative mantenendo il ripple di corrente entro qualche per cento.

Il ponte a semiconduttori (IGBT) a commutazione forzata consente di trasferire l'energia del campo fotovoltaico verso il trasformatore di connessione con la rete di trasmissione nazionale a 30.000 V. Il convertitore sarà galvanicamente isolato dalla rete e dotato di opportuni sistemi di protezione contro le sovratensioni di commutazione, i cortocircuiti e le sovratemperature.

L'unità di controllo è costituita da:

- ✓ schede di pilotaggio del convertitore;
- ✓ circuiti di regolazione;
- ✓ logiche e limiti convertitore;
- ✓ alimentatore servizi interni;
- ✓ protezioni;
- ✓ circuiti ausiliari di interazione;
- ✓ controllo MPPT (maximum power point tracking) e gestione di sistema.

L'inverter si attiverà automaticamente quando l'irraggiamento supera una soglia predeterminata regolabile e si disattiverà quando la potenza scende al di sotto del 10% del valore nominale. L'inverter si disattiverà inoltre in caso di malfunzionamenti e di corto circuito.

Il controllo del  $\cos\phi$  dell'inverter è settato su  $\cos\phi=1$ ; tuttavia esso regola continuamente il  $\cos\phi$  mantenendolo nel range di funzionamento previsto.

Nella figura 5 vengono riportate le caratteristiche tecniche degli inverter scelti.

| Dati tecnici  | Sunny Central 4000 UP  | Sunny Central 4200 UP              |
|---|--|------------------------------------|
| <b>Lato CC</b>  |  |                                    |
| Range di tensione $V_{CC}$ (a 25 °C / a 50 °C)  | da 880 a 1325 V / 1100 V   | da 921 a 1325 V / 1050 V           |
| Tensione CC min. $V_{CC, min}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC, start}$                                      | 849 V / 1030 V   | 891 V / 1071 V                     |
| Tensione CC max. $V_{CC, max}$  | 1500 V   | 1500 V                             |
| Corrente CC max $I_{CC, max}$   | 4750 A   | 4750 A                             |
| Corrente di cortocircuito max $I_{CC, cc}$  | 8400 A   | 8400 A                             |
| Numero ingressi CC  | Sbarra collettore con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo) |                                    |
| Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connessa su lato CC   | 18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per FV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie      |                                    |
| Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)  | 2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>   |                                    |
| Zone Monitoring integrato   | ○  |                                    |
| Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)  | 200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A  |                                    |
| La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)                                   | 750 A  |                                    |
| <b>Lato CA</b>  |  |                                    |
| Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / a 50 °C)  | 4000 kVA <sup>12)</sup> / 3600 kVA   | 4200 kVA <sup>13)</sup> / 3780 kVA |
| Potenza nominale CA con $\cos \varphi = 0,9$ (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) <sup>15)</sup> | 3600 kW <sup>12)</sup> / 3240 kW   | 3780 kW <sup>13)</sup> / 3402 kW   |
| Potenza attiva nominale CA con $\cos \varphi = 0,8$ (a 35 °C / a 50 °C)                                     | 3200 kW <sup>12)</sup> / 2880 kW   | 3360 kW <sup>13)</sup> / 3024 kW   |
| Corrente nominale CA $I_{CA, nom}$ (a 35 °C / a 50 °C)  | 3850 A / 3465 A  | 3850 A / 3465 A                    |
| Fattore massimo di distorsione  | < 3 % alla potenza nominale  | < 3 % alla potenza nominale        |
| Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>18)</sup>   | 600 V / 480 V a 720 V  | 630 V / 504 V a 756 V              |
| Frequenza di rete CA / Range  | 50 Hz / 47 Hz a 53 Hz<br>60 Hz / 57 Hz a 63 Hz   |                                    |
| Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>9)</sup>   | > 2  |                                    |
| Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>8) 10)</sup>                  | 1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo  |                                    |
| <b>Grado di rendimento europeo</b>  |  |                                    |
| Efficienza max <sup>2)</sup> / efficienza efficienza <sup>2)</sup> / efficienza CEC <sup>3)</sup>           | 98,8 % / 98,6 % / 98,5 %   | 98,8 % / 98,7 % / 98,5 %           |
| <b>Dispositivi di protezione</b>  |  |                                    |
| Dispositivo di disinserzione lato ingresso  | Sezionatore di carico CC   |                                    |
| Dispositivo di sgancio lato uscita  | Interruttore di potenza CA   |                                    |
| Protezione contro sovratensioni CC  | Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II  |                                    |
| Protezione da sovratensioni CA (opzionale)  | Scaricatore di sovratensioni, classe I e II  |                                    |
| Protezione antifulmine (secondo IEC 62305-1)  | Classe di protezione antifulmine III   |                                    |
| Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto                                  | ○ / ○  |                                    |
| Monitoraggio dell'isolamento  | ○  |                                    |
| Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)    | IP54 / IP34 / IP34   |                                    |
| <b>Dati generali</b>  |  |                                    |
| Dimensioni (L / A / P)  | 2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)  |                                    |
| Peso  | < 3700 kg / < 8158 lb  |                                    |
| Autoconsumo (max. <sup>4)</sup> / carico parziale <sup>5)</sup> / medio <sup>6)</sup>                       | < 8100 W / < 1800 W / < 2000 W   |                                    |
| Autoconsumo (stand-by)  | < 370 W  |                                    |
| Alimentazione ausiliaria  | Trasformatore integrato da 8,4 kVA   |                                    |
| Range di temperature di funzionamento <sup>8)</sup>   | -25 a 60 °C / -13 °F a 140 °F  |                                    |
| Rumorosità <sup>7)</sup>  | 63,0 dB(A)*  |                                    |
| Range di temperature (stand-by)   | -40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F   |                                    |
| Range di temperature (in magazzino)   | -40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F   |                                    |
| Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)                           | 95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%  |                                    |
| Altitudine operativa massima s.l.m. <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>    | ● / ○ / ○      ● / ○ / -   |                                    |
| Fabbisogno d'aria fresca  | 6500 m <sup>3</sup> /h   |                                    |
| <b>Dotazione</b>  |  |                                    |
| Collegamento CC   | Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)   |                                    |
| Collegamento CA   | sistema di sbarre (3 sbarre collettore, una per ciascuna fase)   |                                    |
| Comunicazione   | Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave  |                                    |
| Farbe involucro / Dach  | RAL 9016 / RAL 7004  |                                    |
| Approvvigionamento per utilizzatori esterni   | ○ (2,5 kVA)  |                                    |
| rispetta le norme e direttive   | CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 41 10, IEEET 1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08           |                                    |
| Norme CEM   | IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A  |                                    |
| Rispetta direttive e standard di qualità  | VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001   |                                    |
| ● Dotazione di serie    ○ Opzionale    - Non disponibile  |  |                                    |
| Denominazione del tipo  | SC 4000 UP   | SC 4200 UP                         |

Figura 5: Datasheet inverter SUNNY CENTRAL 4000 UP

### A.5.a.5. LINEE BT IN CAVO INTERRATO

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due differenti tipologie di cavi di bassa tensione:

- ✓ cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;
- ✓ cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua per il collegamento delle string box all'inverter.

Di seguito verranno descritte le caratteristiche delle due tipologie di cavi e i criteri adottati ai fini del loro dimensionamento.

#### A.5.a.5.1. Cavi della sezione in corrente continua

Per cavi della sezione in c.c. si intendono:

- ✓ i cavi attraverso i quali vengono collegati tra loro i moduli fotovoltaici per formare le stringhe;
- ✓ i cavi che collegano le stringhe ai quadri di sottocampo;
- ✓ i cavi che collegano i quadri di sottocampo al quadro di campo in c.c. e all'inverter.

Normalmente sono posati a portata di mano, posti all'esterno e sottoposti agli agenti atmosferici. Occorre pertanto che siano in grado di resistere alle sollecitazioni meccaniche e atmosferiche cui possono essere sottoposti durante l'esercizio.

Generalmente si utilizzano cavi solari del tipo FG21M21 per cablare i moduli di una stringa e cavi ordinari del tipo FG16R16 posati all'interno di tubi protettivi per gli altri collegamenti del circuito in c.c.



Figura 6: cavi solari per applicazioni fotovoltaiche

Per entrambe le tipologie di cavo, la tensione nominale (fornita dal costruttore) deve essere coordinata con quella del campo FV; assumendo come tensione nominale del circuito in c.c. la tensione di stringa a vuoto

incrementata cautelativamente del 20%, la scelta del cavo va effettuata in modo tale da rispettare la condizione:

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U_o \text{ nel caso di sistemi floating o con un polo a terra}$$

$$1,2 U_{oc} \text{ stringa} \leq 1,5 \cdot U \text{ nel caso di sistemi con punto centrale a terra}$$

dove:

- ✓  $U_{oc}$  stringa è la tensione a vuoto di stringa [V];
- ✓  $U_o$  è la tensione di isolamento verso terra del cavo, dichiarata dal costruttore [V];
- ✓  $U$  è la tensione di isolamento tra due conduttori isolati qualsiasi nel cavo, dichiarata dal costruttore [V].

Scelto il tipo di cavo da utilizzare si procede al dimensionamento della sezione applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito.

Nel circuito in corrente continua, la corrente di impiego è pari a:

$$I_B = 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo della singola stringa;}$$

$$I_B = N_{qsc} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di sottocampo al quadro di campo o all'inverter;}$$

$$I_B = N_{stringhe} \cdot 1,25 \cdot I_{sc} \text{ per il cavo che collega il quadro di campo all'inverter.}$$

dove:

- ✓  $N_{qsc}$  il numero di stringhe collegate al quadro di sottocampo;
- ✓  $N_{stringhe}$  il numero di stringhe complessivo.

Ai fini del corretto dimensionamento occorre verificare che:

$$I_B \leq I_z = I_0 \cdot K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \cdot K_4$$

dove:

---

- ✓  $I_0$  è la portata del cavo in condizioni standard, il cui valore è deducibile dalle tabelle della norma CEI-UNEL 35024/1 e 35026 per i cavi ordinari, o fornito direttamente dal costruttore nel caso di cavi solari;
- ✓  $K_1$ ,  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono dei fattori di correzione da applicare qualora le condizioni di posa siano diverse da quelle standard:
  - $K_1$  fattore di correzione per temperatura di posa diversa da quella standard;
  - $K_2$  fattore di correzione per gruppi di più circuiti installati nello stesso cavidotto;
  - $K_3$  fattore di correzione per cavi interrati per profondità di interramento diversa da quella standard;
  - $K_4$  fattore di correzione per resistività termica del terreno diversa da quella standard.

I valori  $K_2$ ,  $K_3$  e  $K_4$  sono deducibili dalle suddette norme.

Il valore di  $K_1$  invece si calcola con la seguente espressione:

$$K_1 = \sqrt{[(\theta_s - \theta_a) / (\theta_s - \theta_0)]}$$

in cui:

- ✓  $\theta_s$  è la temperatura di funzionamento ininterrotto del cavo, pari a 70°C per cavi ordinari in PVC e 90°C se in EPR. Per i cavi solari viene fornito dal costruttore ed in genere è intorno a 120°C;
- ✓  $\theta_a$  è la temperatura di posa, assunta pari a 80°C per posa su retro dei moduli, 40°C per posa in tubo o canale protettivo esposto al sole, 35°C per posa all'interno di locale contenente inverter e quadri campo;
- ✓  $\theta_0$  è la temperatura di riferimento per il calcolo della portata in condizioni standard, pari a 20°C per i cavi ordinari in posa interrata, 30°C per i cavi ordinari in posa in aria, il valore fornito dal costruttore per i cavi solari (in genere 60°C).

Scelta la sezione del cavo è necessario che la caduta di tensione percentuale sul lato corrente continua non superi un valore massimo pari al 2%.

La limitazione della caduta di tensione non dipende dalla necessità di mantenere elevata la tensione in ingresso all'inverter, ma da quella di limitare le perdite di energia sulla sezione in c.c.

Ai fini del calcolo della massima caduta di tensione, è stata applicata la seguente formula:

$$\Delta V\% = r \cdot L \cdot I_{sc} / (5 \cdot U_{MPP})$$

dove:

- ✓  $I_{sc}$  è la corrente di cortocircuito di stringa;
- ✓  $r$  è la resistenza del cavo [ $\Omega/\text{km}$ ];
- ✓  $L$  è la lunghezza del cavo che collega un polo della stringa all'inverter o al quadro in c.c. [m];
- ✓  $U_{MPP}$  è la tensione di stringa nel punto di massima potenza calcolata a 25°C [V].

Le linee in cavo in corrente continua saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa di 1,0 m. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Le sezioni dei cavi BT in corrente continua a 1500 V previsti sono da 95 mmq per i tratti di lunghezza maggiori (da 150 m a 300 m) e da 70 mmq per lunghezze minori, sui quali si determinano cadute di tensione percentuali da 1% a 1,7% per il tratto di lunghezza massima.

#### **A.5.a.5.2. Cavi della sezione in corrente alternata e dispositivi di protezione contro le sovracorrenti**

I cavi della sezione in corrente alternata sono quelli che consentono di collegare gli inverter ai quadri elettrici di bassa tensione.

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico.

In accordo al criterio termico, la sezione  $S$  di un cavo è scelta tra quelle che, nelle condizioni di posa previste dal progetto, assicurano una portata del cavo  $I_z$  non inferiore alla corrente di impiego  $I_B$  del circuito, assunta pari alla massima corrente erogabile da ciascun inverter.

Le linee saranno posate all'interno di tubazione protettiva in PVC, ad una profondità di posa di 1,00 m misurato dall'estradosso superiore del tubo. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

#### **A.5.a.6. QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE**

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico.

Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A, con caratteristica di intervento di tipo C.

Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5.



*Figura 7: esempi di interruttori automatici per uso domestico e similare*

Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.



Figura 8: esempio di interruttore differenziale

#### **A.5.a.7. TRASFORMATORI BT/MT**

Per poter immettere l'energia elettrica prodotta dalla centrale fotovoltaica sulla rete di distribuzione di media tensione, è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori BT/MT.

I trasformatori scelti sono del tipo ad olio e sono ubicati all'interno di appositi fabbricati.

Tenendo conto delle potenze nominali dei sottocampi fotovoltaici, si è scelto di utilizzare per ogni sottocampo un trasformatore BT/MT, avente le seguenti caratteristiche:

|                              |          |
|------------------------------|----------|
| An                           | 4000 kVA |
| V1n                          | 30 kV    |
| V2n                          | 0,6 kV   |
| Collegamento avvolgimento MT | D        |
| Collegamento avvolgimento BT | yn       |
| Gruppo                       | 11       |
| Vcc%                         | 6%       |
| Isolamento                   | olio     |

Tabella 2: principali dati di targa dei trasformatori MT/BT

#### **A.5.a.8. COLLEGAMENTO DEI TRASFORMATORI AI QUADRI ELETTRICI DI BASSA TENSIONE**

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi, in genere FG16OR16 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale secondaria del trasformatore.

I cavi possono essere posati in cunicoli, passerelle, canali, tubi, sottopavimento o galleggiante.

Per trasformatori fino a 250 kVA si impiegano in genere cavi unipolari (uno per ogni fase). Per potenze maggiori si utilizzano più cavi unipolari in parallelo, oppure condotti sbarre.

I cavi in parallelo devono avere la stessa sezione e lunghezza per favorire una corretta ripartizione del carico; inoltre i cavi di una stessa fase devono essere disposti, per quanto possibile, in modo simmetrico rispetto al centro del fascio di cavi (per uniformare le mutue induttanze).

I condotti sbarre devono avere una corrente nominale superiore alla corrente nominale secondaria del trasformatore e una corrente nominale ammissibile di breve durata uguale o superiore alla corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

Circa la forma di segregazione del quadro generale BT non esistono prescrizioni normative.

#### **A.5.a.9. PROTEZIONE DEI TRASFORMATORI DALLE SOVRACORRENTI**

La messa in tensione di un trasformatore comporta una sovracorrente di inserzione, la quale si smorza secondo una legge di tipo esponenziale con costante di tempo  $T_i$  dipendente dalla potenza nominale dello stesso.

La protezione contro il cortocircuito del trasformatore deve essere scelta in modo che non intervenga all'inserzione del trasformatore stesso.

Nel caso specifico, sul lato MT di ciascun trasformatore, sarà previsto un interruttore di manovra sezionatore con fusibile opportunamente dimensionato.

In occasione della messa in tensione della linea di media tensione che consente di collegare la centrale fotovoltaica alla Stazione di Utenza, le correnti di inserzione dei trasformatori potrebbero determinare l'intervento delle protezioni della linea MT installate nella Stazione di Utenza.

Per evitare questo inconveniente, si potrà prevedere un automatismo, che inserisca i trasformatori singolarmente o a gruppi con un ritardo di 5s-10s.

**A.5.a.10. LINEE ELETTRICHE DI COLLEGAMENTO TRA IL QUADRO GENERALE MT E I TRASFORMATORI MT/BT**

Le linee elettriche di media tensione di collegamento tra il quadro elettrico generale di media tensione, da prevedere all'interno del locale MT e le cabine di trasformazione saranno realizzate in cavo tripolare concentrico isolati in HEPR, figura 9:

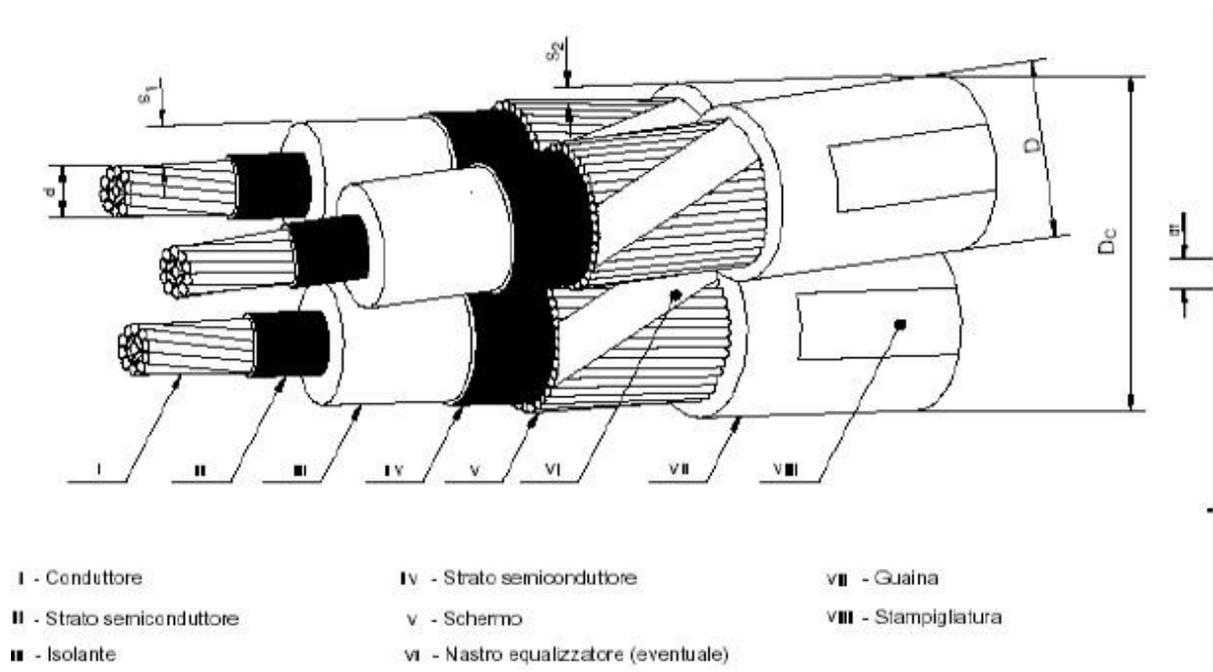


Figura 9: cavi tripolari di media tensione unificati e-distribuzione

Il loro dimensionamento è stato effettuato applicando il criterio termico, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione.

In merito alle condizioni di posa, si ricorda che i cavi di media tensione possono essere posati direttamente nel terreno (posa diretta) oppure in tubi, condotti o cunicoli interrati (posa indiretta).

Nel caso in esame le linee saranno posate in tubo protettivo il quale dovrà avere un diametro almeno 1,3 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

La profondità di posa prevista è di 1,0 m per non interferire con altri servizi interrati.

La corrente di impiego di ciascuna linea è stata determinata attraverso l'applicazione della seguente formula:

$$I_B = (P_n \text{ sottocampo fotovoltaico}) / (\sqrt{3} \times V_n \times \cos\phi)$$

dove:

- ✓  $P_n$  è la potenza nominale del sottocampo fotovoltaico [Wp];
- ✓  $V_n$  è la tensione nominale della linea [V];
- ✓  $\cos\phi$  è il fattore di potenza, fissato a 0,95.

Per il corretto dimensionamento, è stata applicata la seguente relazione:

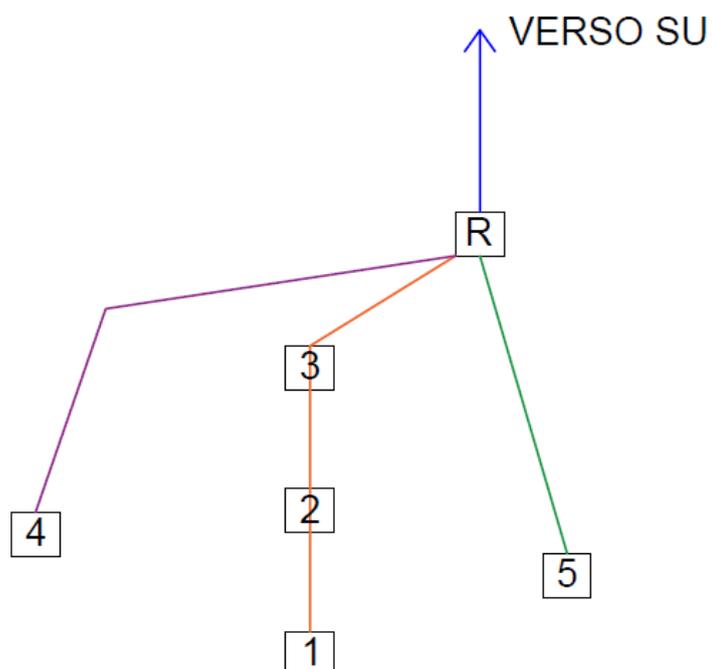
$$I_z = I_{z0} \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4 \geq I_B$$

dove:

- ✓  $I_{z0}$  è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- ✓  $I_z$  è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- ✓  $K_1$  è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- ✓  $K_2$  è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- ✓  $K_3$  è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- ✓  $K_4$  è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- ✓  $I_B$  è la corrente di impiego calcolata.

Nella tabella sottostante sono riportate le correnti di impiego delle linee di media tensione dell'elettrodotto di media tensione:

| TRONCO | LUNGHEZZA TRONCO (km) | CORRENTE I <sub>b</sub> (Ampere) |
|--------|-----------------------|----------------------------------|
| 1 - 2  | 0,2                   | 77                               |
| 2 - 3  | 0,1                   | 154                              |
| 3 - R  | 0,15                  | 231                              |
| 4 - R  | 0,5                   | 77                               |
| 5 - R  | 0,415                 | 77                               |
| R - SU | 0,6                   | 385                              |



Le principali caratteristiche elettriche dei cavi scelti sono le seguenti:

Elettrodotto MT che va dalla cabina 1 alla cabina di raccolta:

- ✓  $S = 1 \times (3 \times 95) \text{ mm}^2$ ;
- ✓  $I_{zo} = 231 \text{ A}$ ;
- ✓  $U_0 = 18 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U = 30 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U_{max} = 36 \text{ kV}$ ;

- ✓ Sigla del cavo: ARE4H5(AR)EX
- ✓ Tipologia di cavo: tripolare ad elica visibile
- ✓ Portata in condizioni standard di installazione = 244 A

Elettrodotto MT che va dalla cabina 4 alla cabina di raccolta e dalla cabina 5 alla cabina di raccolta:

- ✓  $S = 1 \times (3 \times 50) \text{ mm}^2$ ;
- ✓  $I_{zo} = 77 \text{ A}$ ;
- ✓  $U_0 = 18 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U = 30 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U_{max} = 36 \text{ kV}$ ;
- ✓ Sigla del cavo: ARE4H5(AR)EX
- ✓ Tipologia di cavo: tripolare ad elica visibile
- ✓ Portata in condizioni standard di installazione = 167 A

Elettrodotto MT che va dalla cabina di raccolta verso la Stazione Utente:

- ✓  $S = 1 \times (3 \times 240) \text{ mm}^2$ ;
- ✓  $I_{zo} = 385 \text{ A}$ ;
- ✓  $U_0 = 18 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U = 30 \text{ kV}$ ;
- ✓  $U_{max} = 36 \text{ kV}$ ;
- ✓ Sigla del cavo: ARE4H5(AR)EX
- ✓ Tipologia di cavo: tripolare ad elica visibile
- ✓ Portata in condizioni standard di installazione = 408 A.

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20-30 cm al di sopra del cavo stesso.

Una volta terminata la posa del cavo, prima di sigillare le teste è consigliabile tagliare uno o due metri di cavo alle due estremità, poiché potrebbero aver subito danni meccanici e/o infiltrazioni di umidità.

Gli eventuali giunti ed i terminali andranno eseguiti a regola d'arte secondo le istruzioni del fabbricante da personale qualificato.

La caduta di tensione sui tratti di cavo MT sono dell'ordine dello 0,4%.

**A.5.a.11. QUADRO ELETTRICO GENERALE DI MEDIA TENSIONE**

Il quadro elettrico di media tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- ✓ 1 scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- ✓ 1 scomparto interruttore generale;
- ✓ 3 scomparti partenza linee;
- ✓ 1 scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di arrivo conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra. Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato del sistema di protezione generale (SPG) richiesto dalla Norma CEI 0-16 e comprenderà i seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67N.

Lo stesso dispositivo potrà svolgere anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni:

- ✓ protezione 27;
- ✓ protezione 59;
- ✓ protezione 81<;
- ✓ protezione 81>;
- ✓ protezione 59N.

Ciascuno scomparto partenza linee conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- ✓ protezione 50 e 51;
- ✓ protezione 50N e 51N;
- ✓ protezione 67 N.

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di media tensione installato all'interno della corrispondente cabina di conversione e trasformazione.

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, all'interno del quale verrà installato un trasformatore MT/BT da 400kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- ✓ relè di protezione;
- ✓ sganciatori degli interruttori MT;
- ✓ motori elettrici per la movimentazione dei Tracker;
- ✓ relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

**A.5.a.12. SERVIZI DI CABINA**

All'interno dei locali cabine si dovranno prevedere i seguenti servizi di cabina:

- ✓ impianto di ventilazione forzata attivato con termostato;
- ✓ n. 2 plafoniere 1x36W tutte dotate di kit di emergenza autonomia minima 180 minuti;
- ✓ n.2 prese industriali di tipo industriale interbloccate 2P+T e 3P+T da 16;
- ✓ n.1 sistema di supervisione e controllo con interfaccia GPRS.

I servizi ausiliari di cabina saranno alimentati da un'utenza elettrica in BT appositamente dedicata, indipendente dal sistema di generazione locale.

## A.5.b. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

### A.5.b.1. SITO D'INSTALLAZIONE

L'impianto fotovoltaico "GROTTOLE 3" sorgerà nel comune di Grottole (MT), in prossimità della SP65 "Fondo Valle Basentello". Il sito individuato si trova alle coordinate geografiche: 40°39'43.3"N 16°24'03.2"E. L'altitudine media sul livello del mare è di circa 120 m.s.l.m.

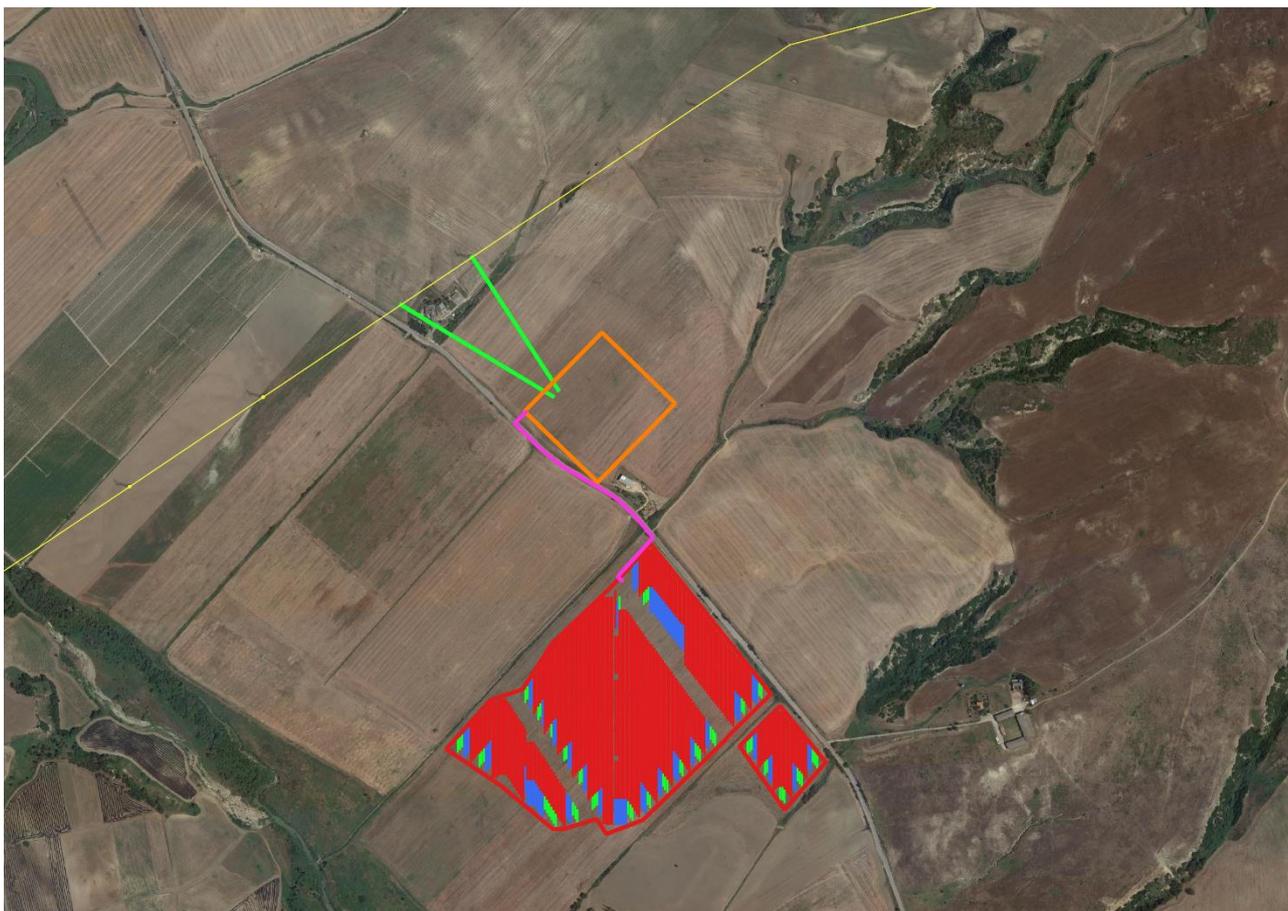


Figura 10 - Area interessata dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico

L'estensione complessiva dell'impianto sarà pari a circa 28 ha.

L'area di intervento dell'impianto fotovoltaico è contraddistinta al Catasto Terreni del comune di Grottole (MT) come sintetizzato nella Tabella 3 seguente:

| SETTORE   | COMUNE   | FOGLIO | PARTICELLA | SUPERFICIE |     |    |
|---|----------|--------|------------|------------|-----|----|
|   |          |        |            | ha         | are | ca |
| AREA IMPIANTO                                       | Grottole | 15     | 8          | 13         | 75  | 10 |
|   |          |        | 15         | 7          | 54  | 84 |
|   |          |        | 80         | 22         | 21  | 57 |
| AREA STAZIONE<br>UTENZA e AREA SE<br>RTN 380/150 kV | Grottole | 15     | 69         | 18         | 79  | 86 |

Tabella 3 - Inquadramento catastale Area impianto FV, Stazione Utenza e futura SE di trasformazione RTN

#### A.5.b.2. POTENZA TOTALE

Per il dimensionamento dell'impianto fotovoltaico il valore di potenza a cui si fa riferimento è il Watt picco, cioè la potenza che ogni modulo riesce a sviluppare in condizioni standard di riferimento STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m<sup>2</sup> a 25°C di temperatura). In tali condizioni, corrispondenti ad una perfetta giornata di sole, il campo fotovoltaico esprime il massimo delle proprie potenzialità. L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza di picco di 19.996,99 MWp, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico.

Come già esposto in precedenza, trattasi di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica il cui layout prevede l'utilizzo di inverter centralizzati del tipo SUNNY CENTRAL UP 4000 della SMA con potenza in uscita in AC di 4000 kVA, un sistema di inseguimento solare e moduli fotovoltaici di Trina Solar del tipo VERTEX backsheet da 505 Wp, acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione. Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito tenendo conto della superficie utile disponibile, dei distanziamenti da mantenere tra filari di moduli per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione dei sistemi di conversione, dei locali di trasformazione, di consegna e ricezione.

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari 39.598, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

$$N \text{ moduli} = (P_n \text{ generatore}) / (P_n \text{ modulo})$$

dove:

- ✓ Pn generatore è la potenza nominale del generatore fotovoltaico in W;
- ✓ Pn modulo è la potenza nominale del modulo fotovoltaico, in W.

L'impianto sarà suddiviso in 5 sottocampi, per ognuno dei quali si dovrà installare una cabina di trasformazione all'interno delle quale saranno installati i quadri elettrici di bassa tensione, i trasformatori MT/BT, gli inverter, i dispositivi di protezione dei montanti di media tensione dei trasformatori, un interruttore generale di media tensione e gli eventuali gruppi di misura dell'energia prodotta.

### **A.5.b.3. DATI DI IRRAGGIAMENTO SOLARE**

La località sede dell'intervento è il comune di Grottole (MT) ed è individuato alle coordinate geografiche: latitudine 40°39'43.3"N, longitudine 16°24'03.2"E ed altitudine 120 m.s.l.m.

La disponibilità della fonte solare per il sito di installazione è verificata utilizzando il software PVSyst – V7.2.8.

Di seguito uno stralcio dei risultati della simulazione.

#### Balances and main results

|           | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio |
|-----------|-------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|-------------|
| January   | 52.8                          | 28.30                         | 8.48        | 67.3                          | 62.0                          | 1202          | 1161          | 0.863       |
| February  | 69.8                          | 43.90                         | 9.18        | 84.6                          | 78.4                          | 1521          | 1475          | 0.872       |
| March     | 121.6                         | 55.61                         | 11.88       | 155.4                         | 146.5                         | 2782          | 2704          | 0.870       |
| April     | 145.4                         | 72.78                         | 14.70       | 180.4                         | 170.6                         | 3192          | 3103          | 0.860       |
| May       | 187.2                         | 87.69                         | 19.37       | 235.9                         | 223.6                         | 4080          | 3968          | 0.841       |
| June      | 194.5                         | 84.99                         | 24.04       | 242.7                         | 230.6                         | 4119          | 4007          | 0.826       |
| July      | 203.5                         | 82.37                         | 27.33       | 260.7                         | 248.0                         | 4369          | 4251          | 0.815       |
| August    | 183.8                         | 80.60                         | 26.99       | 234.8                         | 223.1                         | 3958          | 3853          | 0.821       |
| September | 133.2                         | 59.47                         | 22.10       | 169.7                         | 160.5                         | 2910          | 2830          | 0.834       |
| October   | 96.5                          | 47.92                         | 18.17       | 124.6                         | 116.6                         | 2169          | 2108          | 0.846       |
| November  | 57.6                          | 30.54                         | 13.73       | 73.4                          | 67.8                          | 1291          | 1249          | 0.850       |
| December  | 45.3                          | 24.27                         | 9.98        | 58.0                          | 53.1                          | 1026          | 990           | 0.854       |
| Year      | 1491.2                        | 698.45                        | 17.21       | 1887.5                        | 1780.6                        | 32618         | 31699         | 0.840       |

#### 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 |        |   |

Quindi i valori dell'irraggiamento annuo globale sul piano orizzontale sono pari a 1491,2 kWh/m<sup>2</sup> (Fonte dati: PVSyst – V7.2.8).

#### A.5.b.4. SISTEMI DI ORIENTAMENTO

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile. Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. I moduli fotovoltaici dell'impianto, denominato "Grottole 3", sono ancorati a tracker mono-assiali.

I *tracker* sono costituiti da una fila di moduli con asse di rotazione orientato Nord - Sud per seguire l'esposizione solare Est - Ovest. Inoltre, sono dotati di un controllo a microprocessore in grado di calcolare l'angolo di inseguimento migliore istante per istante e controllare il piano dei moduli fotovoltaici in modo tale che arrivi appunto la massima radiazione possibile.

Le caratteristiche degli inseguitori solari scelti per l'impianto "Grottole 3" sono riportate nella scheda tecnica al par. A.5.a.2.

#### **A.5.b.5. PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA**

In fase di progetto, al fine di preventivare un valore veritiero di producibilità di un determinato impianto fotovoltaico, bisogna considerare una molteplicità di perdite di sistema dovute intrinsecamente alla realizzazione dell'impianto stesso. Definiamo ora nel complesso tutte le perdite da considerare, incluse quelle dovute ai componenti utilizzati.

I valori di seguito indicati si riferiscono a stime di progetto, effettuate sulla base di studi statistici e di confronti con impianti già realizzati, e si rimanda alla fase esecutiva il calcolo di dettaglio delle perdite del sistema.

Tali perdite vengono analizzate e riassunte da un parametro che viene definito BOS (Balance Of System). Di seguito le principali cause:

- ✓ **Perdite per scostamento di targa**, che si sviluppano con lo scostamento dalle condizioni ideali STC rispetto alle condizioni reali di funzionamento di un modulo fotovoltaico: sulla produzione teorica di energia producibile dall'impianto nel corso dell'anno, tenuto conto anche dell'inclinazione dei moduli: 0° Tilt e orientamento (azimuth) dei moduli.
- ✓ **Perdite per riscaldamento moduli**, L'efficienza dei moduli fotovoltaici varia in funzione della temperatura di esercizio: più la temperatura di funzionamento è elevata, meno i pannelli sono efficienti. Il surriscaldamento delle celle ha un impatto negativo sull'efficienza dei moduli e sul rendimento dell'intero impianto.
- ✓ **Perdite per sporco moduli**, i materiali che si possono accumulare sulla superficie dei pannelli (terra, sabbia, inquinamento, escrementi di volatili, foglie, resine, ecc...) hanno un impatto negativo sulla piena ricezione della luce solare e ostacolano il rendimento dell'impianto fv. Alla lunga potrebbero anche compromettere il ritorno economico previsto dal piano d'investimento. Le perdite di rendimento dovute a questo tipo "inefficienza" possono essere molto variabili e dipendono molto dalle condizioni ambientali e dalla frequenza di pulizia dei pannelli. La pulitura non è, in questo caso, solo un elemento "estetico", ma "funzionale".
- ✓ **Perdite per riflessione** generate da un'aliquota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle.
- ✓ **Perdite per mismatching** ovvero calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche: in questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di

funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa.

- ✓ **Perdite lungo le tratte DC** causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione statica** dovuta al funzionamento dell'inverter.
- ✓ **Perdite nel gruppo di conversione BT/MT** causate dai trasformatori BT/MT e dalla linea di collegamento al gruppo di misura posto a distanza.
- ✓ **Perdite per ombreggiamento.** È importante durante il sopralluogo analizzare con estrema precisione il profilo dell'orizzonte visto dall'impianto fotovoltaico.

Le condizioni STC sono puntuali e rappresentative di una situazione ideale, pertanto per stimare correttamente la produzione annua dell'impianto bisogna tenere conto di tutte le condizioni al contorno e fare riferimento all'irradiazione media annua del sito di installazione.

Di seguito un estratto dei risultati di simulazione verificati utilizzando il software PVSyst – V7.2.8:



Version 7.2.8

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Grottole 3

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 20.00 MWp

Grottole 3 - Italy

**Author**  
studio energy srl (Italy)



**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/11/21 16:34  
 with v7.2.8

### Project: Grottole 3

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

#### Project summary

|   |  |  |
|---|--|--|
| <b>Geographical Site</b><br>Grottole 3<br>Italy                               | <b>Situation</b><br>Latitude 40.66 °N<br>Longitude 16.40 °E<br>Altitude 117 m<br>Time zone UTC+1 | <b>Project settings</b><br>Albedo 0.20 |
| <b>Meteo data</b><br>Villaggio Timmari<br>Meteonorm 8.0, Sat=100% - Sintetico |  |  |

#### System summary

|  |   |                       |
|--|---|-----------------------|
| <b>Grid-Connected System</b>   | <b>Tracking system with backtracking</b>                          | <b>User's needs</b>   |
| <b>PV Field Orientation</b><br>Tracking plane, horizontal N-S axis<br>Axis azimuth 0 ° | <b>Near Shadings</b><br>Linear shadings                           | Unlimited load (grid) |
| <b>System information</b>  | <b>Inverters</b>  |                       |
| <b>PV Array</b><br>Nb. of modules 39598 units<br>Pnom total 20.00 MWp                  | Nb. of units 5 units<br>Pnom total 20.00 MWac<br>Pnom ratio 1.000 |                       |

#### Results summary

|                                |                                       |                        |
|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------|
| Produced Energy 31699 MWh/year | Specific production 1585 kWh/kWp/year | Perf. Ratio PR 83.98 % |
|--------------------------------|---------------------------------------|------------------------|

#### Table of contents

|   |   |
|---|---|
| Project and results summary                                 | 2 |
| General parameters, PV Array Characteristics, System losses | 3 |
| Near shading definition - Iso-shadings diagram              | 5 |
| Main results  | 6 |
| Loss diagram  | 7 |
| Special graphs  | 8 |



**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/11/21 16:34  
 with v7.2.8

**Project: Grottole 3**

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

**General parameters**

|                                     |  |  |  |
|-------------------------------------|--|--|--|
| <b>Grid-Connected System</b>        |  | <b>Tracking system with backtracking</b> |  |
| <b>PV Field Orientation</b>         |  | <b>Backtracking strategy</b>             |  |
| <b>Orientation</b>                  |  | Nb. of trackers 577 units                |  |
| Tracking plane, horizontal N-S axis |  | <b>Sizes</b>                             |  |
| Axis azimuth 0 °                    |  | Tracker Spacing 5.00 m                   |  |
|                                     |  | Collector width 2.18 m                   |  |
|                                     |  | Ground Cov. Ratio (GCR) 43.5 %           |  |
|                                     |  | Phi min / max. +/- 60.0 °                |  |
|                                     |  | <b>Backtracking limit angle</b>          |  |
|                                     |  | Phi limits +/- 64.1 °                    |  |
| <b>Horizon</b>                      |  | <b>Near Shadings</b>                     |  |
| Free Horizon                        |  | Linear shadings                          |  |
|                                     |  | <b>Models used</b>                       |  |
|                                     |  | Transposition Perez                      |  |
|                                     |  | Diffuse Perez, Meteonorm                 |  |
|                                     |  | Circumsolar separate                     |  |
|                                     |  | <b>User's needs</b>                      |  |
|                                     |  | Unlimited load (grid)                    |  |

**PV Array Characteristics**

|                                  |                             |                             |                       |
|----------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------|
| <b>PV module</b>                 |                             | <b>Inverter</b>             |                       |
| Manufacturer                     | Trina Solar                 | Manufacturer                | SMA                   |
| Model                            | TSM-DE18M-(II)-505          | Model                       | Sunny Central 4000 UP |
| (Original PVsyst database)       |                             | (Original PVsyst database)  |                       |
| Unit Nom. Power                  | 505 Wp                      | Unit Nom. Power             | 4000 kWac             |
| Number of PV modules             | 39598 units                 | Number of inverters         | 5 units               |
| Nominal (STC)                    | 20.00 MWp                   | Total power                 | 20000 kWac            |
| Modules                          | 1523 Strings x 26 In series | Operating voltage           | 880-1325 V            |
| <b>At operating cond. (50°C)</b> |                             | Pnom ratio (DC:AC)          | 1.00                  |
| Pmpp                             | 18.20 MWp                   |                             |                       |
| U mpp                            | 1017 V                      |                             |                       |
| I mpp                            | 17896 A                     |                             |                       |
| <b>Total PV power</b>            |                             | <b>Total inverter power</b> |                       |
| Nominal (STC)                    | 19997 kWp                   | Total power                 | 20000 kWac            |
| Total                            | 39598 modules               | Nb. of inverters            | 5 units               |
| Module area                      | 94609 m²                    | Pnom ratio                  | 1.00                  |

**Array losses**

|   |              |  |       |                            |       |       |       |       |
|---|--------------|--|-------|----------------------------|-------|-------|-------|-------|
| <b>Array Soiling Losses</b>   |              | <b>Thermal Loss factor</b>                 |       | <b>DC wiring losses</b>    |       |       |       |       |
| Loss Fraction   | 2.0 %        | Module temperature according to irradiance |       | Global array res. 0.94 mΩ  |       |       |       |       |
|   |              | Uc (const) 29.0 W/m²K                      |       | Loss Fraction 1.5 % at STC |       |       |       |       |
|   |              | Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s                    |       |                            |       |       |       |       |
| <b>Serie Diode Loss</b>   |              | <b>LID - Light Induced Degradation</b>     |       | <b>Module Quality Loss</b> |       |       |       |       |
| Voltage drop  | 0.7 V        | Loss Fraction 2.0 %                        |       | Loss Fraction -0.8 %       |       |       |       |       |
| Loss Fraction   | 0.1 % at STC |  |       |                            |       |       |       |       |
| <b>Module mismatch losses</b>   |              | <b>Strings Mismatch loss</b>               |       |                            |       |       |       |       |
| Loss Fraction   | 1.0 % at MPP | Loss Fraction 0.1 %                        |       |                            |       |       |       |       |
| <b>IAM loss factor</b>  |              |  |       |                            |       |       |       |       |
| Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290 |              |  |       |                            |       |       |       |       |
| 0°  | 30°          | 50°  | 60°   | 70°                        | 75°   | 80°   | 85°   | 90°   |
| 1.000   | 0.999        | 0.987                                      | 0.962 | 0.892                      | 0.816 | 0.681 | 0.440 | 0.000 |



**PVsyst V7.2.8**

VC0, Simulation date:  
04/11/21 16:34  
with v7.2.8

**Project: Grottole 3**

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

**AC wiring losses**

|  |                                     |
|--|-------------------------------------|
| <b>Inv. output line up to MV transfo</b> |                                     |
| Inverter voltage                         | 600 Vac tri                         |
| Loss Fraction                            | 0.09 % at STC                       |
| <b>Inverter: Sunny Central 4000 UP</b>   |                                     |
| Wire section (5 Inv.)                    | Copper 5 x 3 x 3000 mm <sup>2</sup> |
| Average wires length                     | 13 m                                |
| <b>MV line up to Injection</b>           |                                     |
| MV Voltage                               | 30 kV                               |
| Wires                                    | Copper 3 x 185 mm <sup>2</sup>      |
| Length                                   | 1000 m                              |
| Loss Fraction                            | 0.22 % at STC                       |

**AC losses in transformers**

|                                |               |
|--------------------------------|---------------|
| <b>MV transfo</b>              |               |
| Grid voltage                   | 30 kV         |
| <b>Operating losses at STC</b> |               |
| Nominal power at STC           | 19622 kVA     |
| Iron loss (24/24 Connexion)    | 19.62 kW      |
| Loss Fraction                  | 0.10 % at STC |
| Coils equivalent resistance    | 3 x 0.18 mΩ   |
| Loss Fraction                  | 1.00 % at STC |

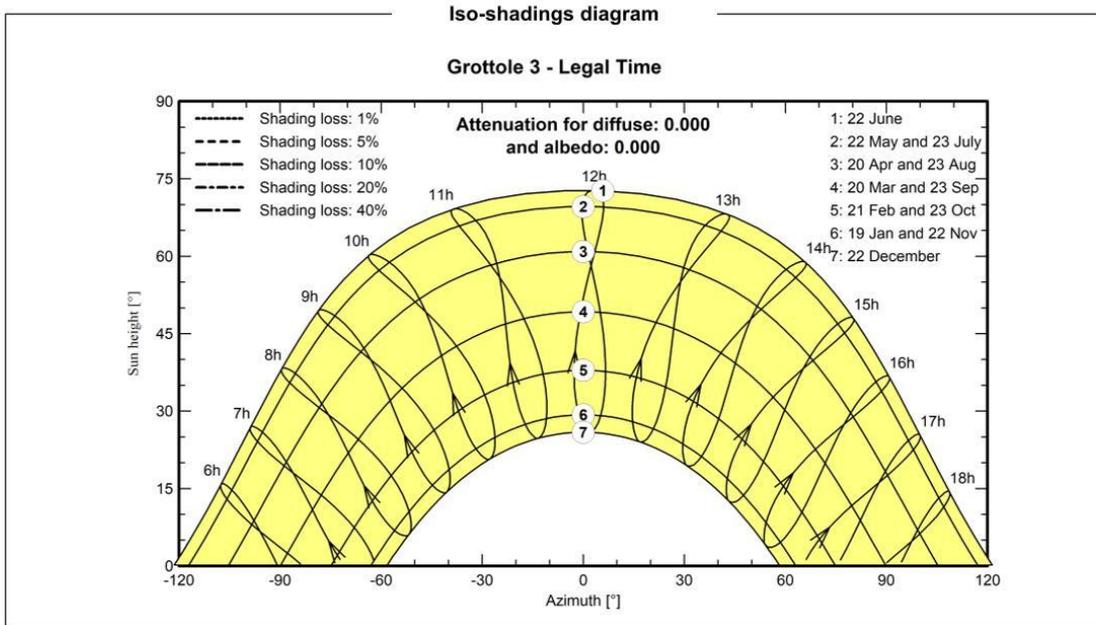
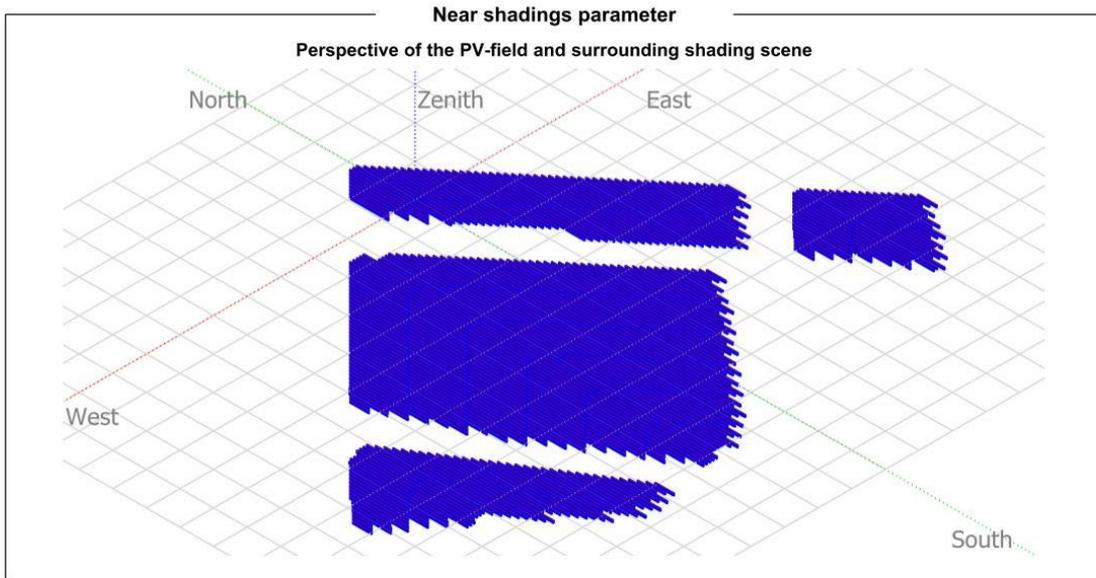


**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/11/21 16:34  
 with v7.2.8

Project: Grottole 3

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)





**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/11/21 16:34  
 with v7.2.8

## Project: Grottole 3

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

### Main results

#### System Production

Produced Energy

31699 MWh/year

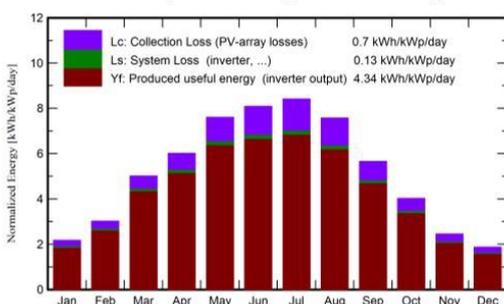
Specific production

1585 kWh/kWp/year

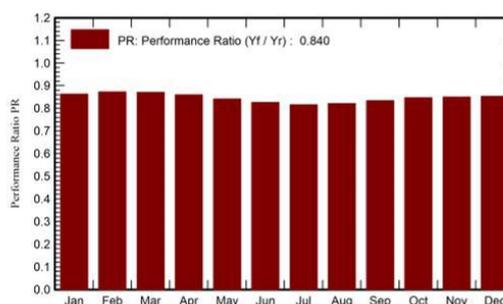
Performance Ratio PR

83.98 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



### Balances and main results

|             | GlobHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | DiffHor<br>kWh/m <sup>2</sup> | T_Amb<br>°C  | GlobInc<br>kWh/m <sup>2</sup> | GlobEff<br>kWh/m <sup>2</sup> | EArray<br>MWh | E_Grid<br>MWh | PR<br>ratio  |
|-------------|-------------------------------|-------------------------------|--------------|-------------------------------|-------------------------------|---------------|---------------|--------------|
| January     | 52.8                          | 28.30                         | 8.48         | 67.3                          | 62.0                          | 1202          | 1161          | 0.863        |
| February    | 69.8                          | 43.90                         | 9.18         | 84.6                          | 78.4                          | 1521          | 1475          | 0.872        |
| March       | 121.6                         | 55.61                         | 11.88        | 155.4                         | 146.5                         | 2782          | 2704          | 0.870        |
| April       | 145.4                         | 72.78                         | 14.70        | 180.4                         | 170.6                         | 3192          | 3103          | 0.860        |
| May         | 187.2                         | 87.69                         | 19.37        | 235.9                         | 223.6                         | 4080          | 3968          | 0.841        |
| June        | 194.5                         | 84.99                         | 24.04        | 242.7                         | 230.6                         | 4119          | 4007          | 0.826        |
| July        | 203.5                         | 82.37                         | 27.33        | 260.7                         | 248.0                         | 4369          | 4251          | 0.815        |
| August      | 183.8                         | 80.60                         | 26.99        | 234.8                         | 223.1                         | 3958          | 3853          | 0.821        |
| September   | 133.2                         | 59.47                         | 22.10        | 169.7                         | 160.5                         | 2910          | 2830          | 0.834        |
| October     | 96.5                          | 47.92                         | 18.17        | 124.6                         | 116.6                         | 2169          | 2108          | 0.846        |
| November    | 57.6                          | 30.54                         | 13.73        | 73.4                          | 67.8                          | 1291          | 1249          | 0.850        |
| December    | 45.3                          | 24.27                         | 9.98         | 58.0                          | 53.1                          | 1026          | 990           | 0.854        |
| <b>Year</b> | <b>1491.2</b>                 | <b>698.45</b>                 | <b>17.21</b> | <b>1887.5</b>                 | <b>1780.6</b>                 | <b>32618</b>  | <b>31699</b>  | <b>0.840</b> |

#### 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 |        |   |



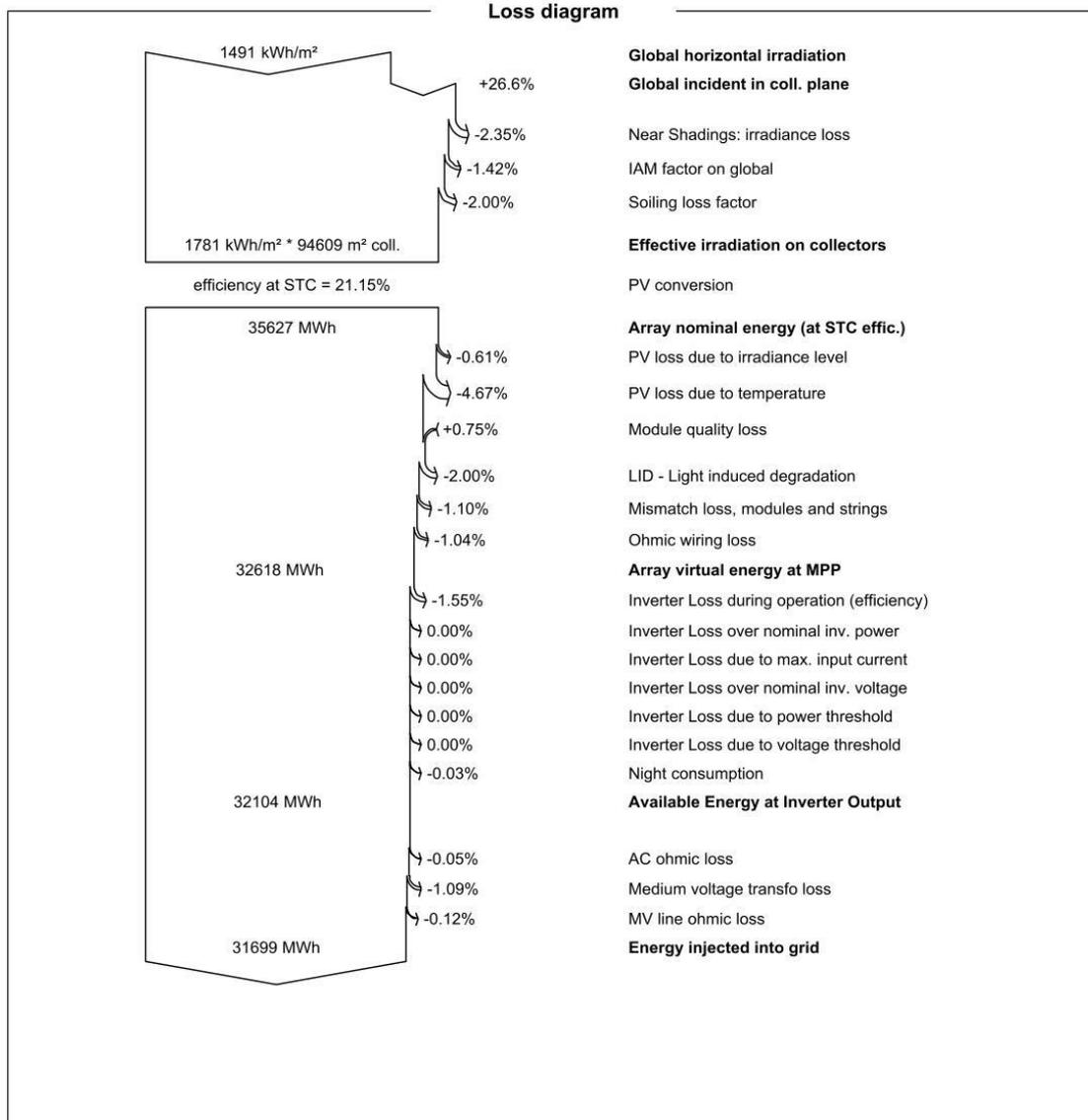
**PVsyst V7.2.8**  
 VCO, Simulation date:  
 04/11/21 16:34  
 with v7.2.8

**Project: Grottole 3**

Variant: Nuova variante di simulazione

studio energy srl (Italy)

**Loss diagram**





**PVsyst V7.2.8**  
VC0, Simulation date:  
04/11/21 16:34  
with v7.2.8

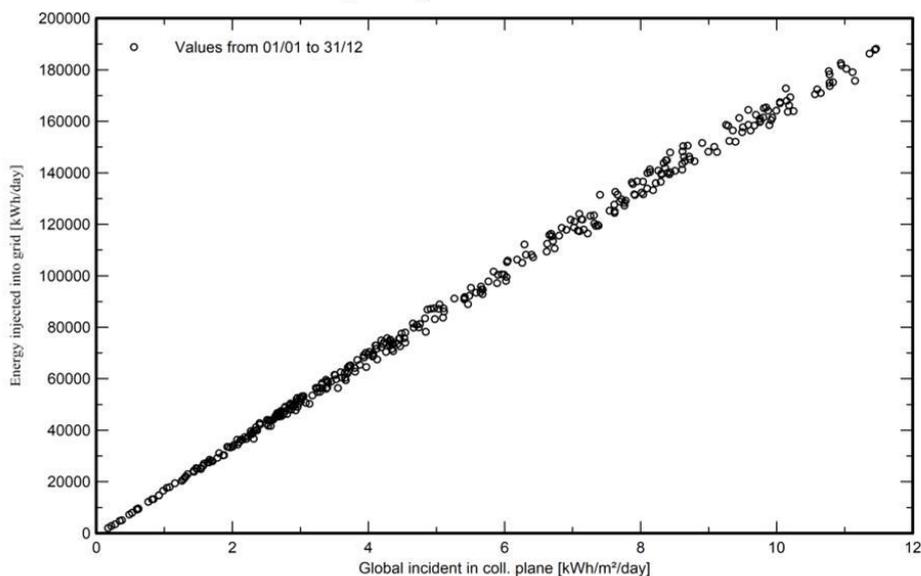
Project: Grottole 3

Variant: Nuova variante di simulazione

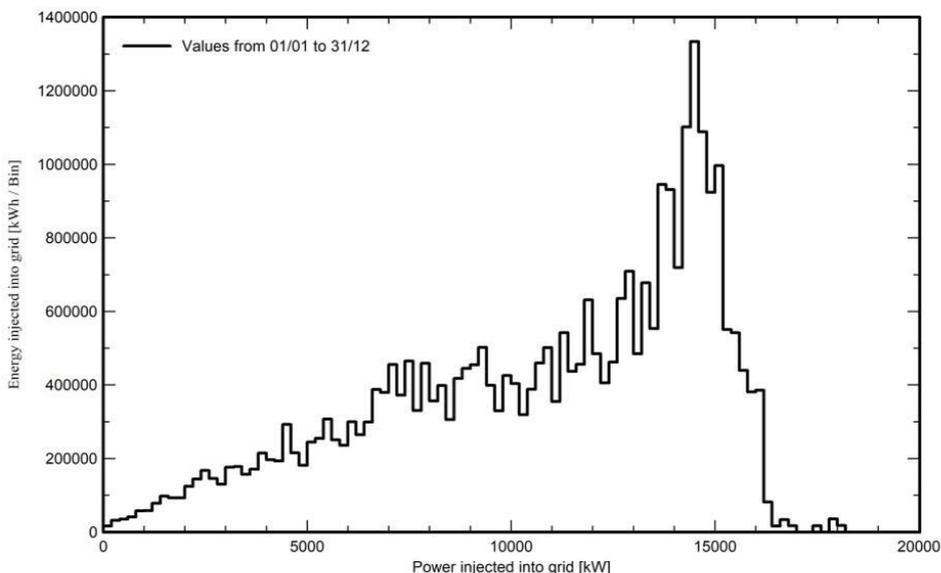
studio energy srl (Italy)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema



**A.5.c. CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO I FULMINI**

Per quanto concerne la protezione dai fulmini verrà installato un apposito sistema di messa a terra della struttura metallica di sostegno dei pannelli. Un sistema di messa a terra dei pannelli. Per le componenti elettroniche tipo gli inverter verranno installati scaricatori di sovratensione sia lato corrente continua che lato corrente alternata.