

REGIONE BASILICATA  
PROVINCIA DI MATERA  
COMUNE DI GROTTOLE



# PROGETTO DEFINITIVO

Realizzazione di un impianto fotovoltaico di potenza nominale pari a 19,830 MWp in agro di Grottole (MT) all'interno dell'area SIN VALBASENTO, integrato da un sistema di accumulo da 20 MW e delle relative opere di connessione

Titolo elaborato

## A.5.a Relazione tecnica impianto fotovoltaico

Codice elaborato

COMMESSA	FASE	ELABORATO	REV.
F0441	A	R07	A

Riproduzione o consegna a terzi solo dietro specifica autorizzazione.

Scala

—
---

DATA	DESCRIZIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
Aprile 2022	Prima emissione	MMA	MLO	GDS

Proponente

### BLUSOLAR GROTTOLE 1 s.r.l.

Via Caravaggio 125,  
65125 Pescara (PE)

Progettazione



### F4 Ingegneria srl

Via Di Giura - Centro Direzionale, 85100 Potenza  
Tel: +39 0971 1944797 - Fax: +39 0971 55452  
www.f4ingegneria.it - f4ingegneria@pec.it

Il Direttore Tecnico  
(ing. Giovanni DI SANTO)



Società certificata secondo la norma UNI-EN ISO 9001:2015 per l'erogazione di servizi di ingegneria nei settori: civile, idraulica, acustica, energia, ambiente (settore IAF: 34).





## Sommario

<b>Premessa</b>	<b>3</b>
<i>Dati generali del progetto</i>	3
<i>Normativa tecnica di riferimento</i>	5
<b>A.5.a. Descrizione di diversi elementi progettuali</b>	<b>6</b>
<b>A.5.a.1 Pannelli fotovoltaici</b>	<b>6</b>
<b>A.5.a.2 Strutture di supporto</b>	<b>7</b>
<b>A.5.a.3 Casette di stringa (Combiner Box)</b>	<b>9</b>
<b>A.5.a.4 Cabine di campo e inverter</b>	<b>9</b>
<b>A.5.a.5 Trasformatore</b>	<b>10</b>
<b>A.5.a.6 Potenza dell'impianto</b>	<b>11</b>
<b>A.5.a.7 Conduttori elettrici e cavidotti</b>	<b>12</b>
<b>A.5.a.8 Cabina Di Consegna</b>	<b>13</b>
<b>A.5.a.9 Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT</b>	<b>13</b>
<b>A.5.a.10 Dimensionamento dell'impianto</b>	<b>14</b>
<b>A.5.a.11 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera</b>	<b>14</b>
<b>A.5.a.12 Sito di installazione</b>	<b>15</b>
<b>A.5.a.13 Stima della produzione di energia</b>	<b>15</b>
A.5.a.13.1 Dati meteorologici	15
A.5.a.13.2 Dati tecnici	15
A.5.a.13.3 Ombreggiamento	16
A.5.a.13.4 Perdite energetiche	17
A.5.a.13.5 Irraggiamento e producibilità	17
<b>A.5.a.14 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione</b>	<b>18</b>
<b>A.5.a.15 Protezione generale</b>	<b>18</b>
A.5.a.15.1 Protezione contro i contatti diretti	19
A.5.a.15.2 Protezione contro i contatti indiretti	19
A.5.a.15.3 Protezioni dai sovraccarichi	21
A.5.a.15.4 Protezione conduttori contro il corto circuito	21
A.5.a.15.5 Cartelli	21
A.5.a.15.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione	22



---

A.5.a.15.7	Mezzi di estinzione	22
A.5.a.15.8	Qualifica del personale	23
A.5.a.15.9	Apparecchiature e componenti	23
	<i>Cavi</i>	23
	<i>Connessioni elettriche</i>	23
	<i>Materiali isolanti</i>	23
	<i>Sezionatori</i>	24
	<i>Interruttori</i>	24
	<i>Interruttori di manovra</i>	25
	<i>Relè di protezione</i>	25
	<i>TA e TV di protezione</i>	25
	<i>Trasformatori</i>	26
	<i>Pulsanti di sgancio della cabina</i>	26
<b>A.5.a.16</b>	<b>Protezione contro i fulmini</b>	<b>27</b>
A.5.a.16.1	Protezioni contro le tensioni di passo e contatto	27
A.5.a.16.2	Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni	27
A.5.a.16.3	Impianto di terra	27
	<i>Realizzazione dell'impianto di terra</i>	27
	<i>Verifica dell'impianto di terra</i>	28
<b>ALLEGATO 1:</b>	<b>risultati simulazione parco FV con software PVSYST</b>	<b>29</b>



## Premessa

Il presente progetto si riferisce alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico di grande generazione ricadente nell'area SIN (Sito di Interesse Nazionale) VALBASENTO e delle opere ad esso connesse da realizzare nel territorio comunale di Grottole (MT). Nella fattispecie l'impianto, caratterizzato da una potenza di picco di 19.830 MWp, sarà utilizzato per la restituzione dell'energia nella rete Terna mediante collegamento in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Matera – Aliano", passando per l'area condivisa di stazione utenza 150/30 kV in progetto, da realizzare nel territorio comunale di Grottole (MT). Integrato all'impianto e collocato in adiacenza alla sottostazione, verrà realizzato un sistema di accumulo con una potenza di picco in immissione e in prelievo di 20MWp e una capacità complessiva dei moduli batteria di 20MWh.

La presente relazione, in particolare, è conforme agli allegati tecnici del Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale (PIEAR) della Regione Basilicata ex DGR 2260 del 29.12.2010 e s.m.i. perché descrive in dettaglio i diversi elementi progettuali dell'impianto fotovoltaico nonché il loro dimensionamento ed i criteri di scelta utilizzati.

A tal proposito si precisa che tutti gli impianti previsti rappresentano la miglior soluzione installativa emergente dalla valutazione del rapporto qualità/prezzo e dell'oggettiva funzionalità e flessibilità degli impianti, data anche la particolare natura della struttura in oggetto.

La validità delle soluzioni proposte sotto il profilo della sicurezza e della conformità normativa è vincolata all'impiego di materiali recanti la marcatura CE ed il marchio IMQ, integri, posati secondo le indicazioni del costruttore e in ogni caso strettamente dipendente dalle condizioni d'uso e di conservazione in efficienza dello stesso. Le installazioni da porre in opera saranno verificate con adeguata strumentazione prima dell'entrata in funzione, coerentemente con quanto disposto dalla normativa vigente.

### *Dati generali del progetto*

Il sito di realizzazione dell'impianto fotovoltaico ricade interamente all'interno del territorio comunale di Grottole (MT) e le coordinate sono le seguenti:

- Latitudine: 40.573972° N
- Longitudine: 16.403166° E
- Altitudine: circa 120 mslm.

Dal punto di vista catastale, le aree oggetto di intervento, comprensive sia dell'impianto fotovoltaico che delle necessarie opere di connessione, risultano attualmente distinte in catasto come segue:

- foglio di mappa 15,26,27,36,40,41,42,43,48,49,50,53,55,58,60,61 per il territorio di Grottole;
- foglio di mappa 81,82,118 per il territorio di Matera;

L'impianto fotovoltaico in progetto è costituito principalmente dai seguenti elementi:

- **pannelli fotovoltaici;**
- **strutture metalliche di sostegno ed orientazione dei pannelli;**
- **inverter contenuti all'interno di cabine di campo e di trasformazione;**
- **conduttori elettrici e cavidotti;**



- **sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT;**
- **strade interne e perimetrali;**
- **impianti di illuminazione e videosorveglianza;**
- **canali per la regimentazione delle acque di ruscellamento superficiale;**
- **interventi di riequilibrio e reinserimento ambientale;**
- **recinzione perimetrale e cancelli di accesso.**

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto per la produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, tramite l'installazione a terra di pannelli fotovoltaici montati su strutture metalliche di supporto, denominate "tracker", in quanto in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste per massimizzare l'efficienza dell'impianto.

I pannelli, che trasformano l'irraggiamento solare in corrente elettrica continua, saranno collegati in serie formando una "stringa" che, a sua volta, sarà collegata in parallelo con le altre in apposite cassette di stringa (combiner box). Dai quadri di parallelo l'energia prodotta dai pannelli verrà trasferita mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo in cui sono installati gli inverter centralizzati che la trasformano in corrente alternata. Le cabine di campo ospitano anche il trasformatore e fungono quindi anche da "cabine di trasformazione", incrementando il voltaggio fino alla media tensione (MT 30kV). Le cabine saranno collegate ad un quadro MT di campo dal quale l'energia verrà trasferita mediante un unico cavidotto esterno alla sottostazione di condivisione e trasformazione e, da qui, alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) tramite il punto di connessione posto nel territorio comunale di Grottole.

L'impianto è caratterizzato da una **potenza di picco installata in corrente continua di 19,830MW** ed è suddiviso in 5 "sottocampi", collegati ad altrettante cabine di campo di conversione caratterizzate dalle seguenti potenze di picco in corrente alternata:

- campo 1: potenza apparente di picco 3,060 MVA
- campo 2: potenza apparente di picco 3,060 MVA
- campo 3: potenza apparente di picco 3,060 MVA
- campo 4: potenza apparente di picco 3,060 MVA
- campo 5: potenza apparente di picco 4,000 MVA

**Assumendo un cosfi di 0,9 la potenza totale immessa in rete è pari a 14,62 MW.**

All'interno di ogni sottocampo è prevista la realizzazione di una viabilità permeabile in grado da consentire la manutenzione da realizzarsi mediante scavo e posa in opera di uno stato di misto granulare stabilizzato. Al di sotto di tale viabilità, inoltre, si prevede il posizionamento sia dei conduttori elettrici necessari per portare l'energia prodotta al cavidotto esterno e sia di quelli degli impianti di illuminazione e videosorveglianza. Tali impianti, in particolare, saranno in grado di consentire il monitoraggio, il controllo e la manutenzione anche in ore serali e a distanza.

Al fine di garantire la sicurezza idraulica ai sensi del vigente Piano stralcio per l'Assetto Idrogeologico (PAI), il progetto prevede anche un allargamento del canale di bonifica che attraversa in direzione Nord -Sud le aree dell'intervento e che convoglia le acque di versante verso il fiume Basento.

A completamento degli interventi di progetto, infine, si prevede anche la realizzazione di una recinzione perimetrale e di cancelli di ingresso finalizzati alla protezione delle attrezzature descritte in precedenza.



### *Normativa tecnica di riferimento*

- D.M. 37/08 - Norme per la sicurezza degli impianti;
- D.lgs. 81/08 – Testo Unico sulla salute e Sicurezza sul Lavoro;
- Legge n. 186 del 01.03.68 - Costruzione e realizzazione di materiali e impianti a regola d'arte;
- CEI 0-2 - Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 0-16 - Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-1 - Impianti elettrici con tensione superiore a 1000 V in corrente alternata;
- CEI 11-20 - Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI 11-35 - Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale;
- CEI 11-37 - Guida per l'esecuzione degli impianti di terra nei sistemi utilizzatori di energia alimentati a tensione maggiore di 1 kV;
- CEI 17-13 - Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione (Quadri BT);
- CEI 17-63 - Sottostazioni prefabbricate ad alta tensione/bassa tensione;
- CEI 64-8 - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua;
- CEI 81-10/1 (EN 62305-1) - "Protezione contro i fulmini. Parte 1: Principi Generali";
- CEI 81-10/2 (EN 62305-2) - "Protezione contro i fulmini. Parte 2: Valutazione del rischio";
- CEI 81-10/3 (EN 62305-3) - "Protezione contro i fulmini. Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone";
- CEI 81-10/4 (EN 62305-4) - "Protezione contro i fulmini. Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture";
- CEI 81-3 - "Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico";
- CEI 20 - Guida per l'uso di cavi in bassa tensione;
- CEI UNEL 35024/1 - Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Portate di corrente in regime permanente per posa in aria;
- CEI UNEL 35027 - Cavi di energia per tensione nominale U superiore ad 1 kV con isolante di carta impregnata o elastomerico o termoplastico - Portate di corrente in regime permanente - Generalità per la posa in aria ed interrata;

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.



## A.5.a. Descrizione di diversi elementi progettuali

Nel seguito sono illustrati in dettaglio i principali elementi progettuali direttamente connessi con la produzione, conduzione e consegna dell'energia elettrica.

### A.5.a.1 Pannelli fotovoltaici

Al fine di ottimizzare la produzione di energia, l'impianto fotovoltaico in progetto sarà composto da un modulo tipo JAM78S30-600/GR o similare. I moduli sono assemblati con 156 (6x26) celle in silicio monocristallino PERC da 11BB e tecnologia di connessione a nastro gap-less, che offrono una maggiore potenza di uscita con una migliore efficienza del modulo. I pannelli sfruttano la tecnologia "*half cut cells*" letteralmente celle tagliate a metà.

La tecnologia "*half cut cells*" permette l'aumento della potenza del singolo modulo e della producibilità, grazie ai seguenti fattori:

#### A) Maggiore tolleranza all'ombreggiamento

Nei moduli tradizionali le celle sono collegate in serie in una matrice 6 x 10 e l'effetto di un'eventuale ombra è mitigato dai 3 diodi di by-pass. Nell'eventualità in cui una cella non venga irraggiata come le altre, uno dei 3 diodi si attiva e la produzione del modulo viene garantita solo per 2/3 (un modulo da 300W potrebbe produrre 200W). Considerando invece un modulo con 120 celle half-cut ci saranno 2 serie da 60 celle in parallelo aventi in comune i 3 diodi di by-pass. In questo modo se una cella viene ombreggiata solo 1/6 del modulo risentirà dell'ombra (un modulo da 300W potrebbe quindi produrre 250W).

#### B) Diminuzione delle perdite resistive

Nelle celle half cut, essendo la superficie metà rispetto alle celle intere, la corrente prodotta sarà anch'essa dimezzata e di conseguenza le perdite saranno ridotte di ¼ (essendo le perdite proporzionali al quadrato della corrente). Inoltre, con una minore corrente circolante nei bus bar, la temperatura del modulo sarà più bassa concorrendo così ad aumentarne la producibilità.

#### C) Minore possibilità di crack

In una cella a minore superficie i microcrack che si formano nel tempo influiranno meno e il modulo fotovoltaico manterrà le prestazioni più a lungo nel tempo.

In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio del modulo, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: JA Solar;**
- **modello: JAM78S30-600/GR;**
- **potenza di picco: 600 Wp;**
- **tensione a circuito aperto (Voc a STC): 53.5 V;**
- **corrente di corto circuito (Isc a STC): 14.03 A;**
- **dimensioni: 2465x1134x35 mm;**
- **peso: 31.1 kg.**

Dal punto di vista del collegamento elettrico, si prevede di collegare 25 moduli in serie, uniti lungo il lato maggiore (1x25 portrait) per formare una "stringa".

Ogni stringa, pertanto, produce una potenza pari a:

$$25 \times 600 \text{ W} = 15 \text{ kW}$$





Unendo in parallelo fino a 3 stringhe si prevede di formare una struttura di supporto unica, denominata "tracker", un inseguitore monoassiale autoalimentato, che grazie ad un algoritmo è in grado di seguire con precisione la posizione del sole nell'arco della giornata, andando ad aumentare le ore di irraggiamento diretto in impianti di produzione dell'energia da fonte solare.

Le 3 configurazioni dei tracker utilizzati per la realizzazione del parco sono le seguenti:

- SH75 (75 moduli, 3 stringhe da 25 moduli, configurazione 1X75 p)
- SH50 (50 moduli, 2 stringhe da 25 moduli, configurazione 1X 50 p)
- SH25 (25 moduli, 1 stringa da 25 moduli, configurazione 1X25 p)

### **A.5.a.2 Strutture di supporto**

Le strutture metalliche di supporto ai pannelli fotovoltaici, denominate "tracker", saranno posizionate con asse nord-sud dato che sono in grado di variare l'angolazione orientare i pannelli in modo da "inseguire" la fonte solare durante il suo moto apparente sulla volta celeste. In allegato alla presente relazione è presente la scheda tecnica di dettaglio della struttura, mentre nel seguito si riportano le caratteristiche principali:

- **produttore: COMAL Impianti;**
- **modello: SunHunter 18AB;**
- **range di rotazione: 110° (da -55° a +55°);**
- **ground coverage ratio (GCR): 49.7%;**

Alla base della progettazione del tracker SunHunter sono state poste l'affidabilità del sistema e la facilità nell'installazione, entrambe caratteristiche frutto dell'esperienza di Comal Impianti nella costruzione di impianti fotovoltaici industriali. L'inseguitore è costituito da travi scatolate a sezione quadrata, sorrette da pali con profilo a Z ed incernierate nella parte centrale dell'inseguitore al gruppo di riduzione/motore; ancorati alle travi sono i supporti dei moduli, con profilo omega e zeta. I moduli vengono fissati con bulloni e almeno uno di essi è dotato di un dado antifurto.

Al variare della taglia dell'inseguitore, varia il numero di pali di fondazione. Ogni inseguitore è sempre dotato di un palo centrale di tipo HEA 160 ed un numero variabile di pali Z. Il particolare profilo dei pali Z consente una efficace penetrazione in differenti tipologie di terreni ed un'ottima tenuta alle sollecitazioni dovute alla movimentazione della struttura e carichi da vento. Entrambe le tipologie di pali presentano delle asolature per il successivo fissaggio delle teste palo. La presenza di asole consente una più accurata regolazione dell'allineamento della struttura e la compensazione di eventuali errori in fase di infissione. Prove di pull-out vengono eseguite prima della determinazione della lunghezza dei pali per lo specifico progetto.

Sul palo centrale sono imbullonate due piastre ad L per l'ancoraggio del gruppo motore (definite teste motore) e su queste viene fissato il gruppo motore stesso, al quale vengono successivamente accoppiate le prime due travi centrali. Analogamente per ogni palo Z sono presenti delle piastre a T (teste palo), sulle quali sono fissati i cuscinetti per la rotazione della struttura. I cuscinetti sono realizzati in materiale plastico polimerico a matrice vetrosa, progettati e testati da Comal Impianti garantiscono alte prestazioni e durabilità per l'intera vita del progetto (stimata in 25 anni).

Nella parte centrale della struttura è presente il motore e gruppo di riduzione. Le travi sono l'elemento portante dell'intera struttura. Queste sono ancorate al motore e passanti all'interno dei





cuscinetti. Le travi attraverso opportuni giunti sono collegate in serie, andando a formare un'unica struttura. Sulle travi vengono installati i moduli fotovoltaici. Specifici supporti con profilo omega (zeta quelli terminali) vengono fissati alle travi e, grazie alla presenza di fori di dimensioni compatibili con quelli presenti sui moduli, è possibile l'ancoraggio del generatore fotovoltaico all'inseguitore

Grazie alla modularità con la quale è stato progettato il tracker SunHunter, la fase di installazione in campo richiede poco tempo e soprattutto non presenta operazioni critiche che ne possano pregiudicare il corretto funzionamento. La maggior parte delle componenti infatti è stata ideata con delle tolleranze tali da permettere di recuperare eventuali imprecisioni commesse nelle fasi precedenti.

Per quanto riguarda la manutenzione dopo la messa in servizio delle strutture, anche questa fase richiede dei tempi minimi. Per lo più infatti la manutenzione del SunHunter è di tipo ordinario.

L'inseguimento monoassiale semplifica la pulizia dei pannelli e l'eventuale gestione del verde, in quanto non sono presenti ostacoli tra le file: i tracker adiacenti, infatti, possono essere ruotati l'uno di fronte all'altro per consentire una pulizia simultanea.

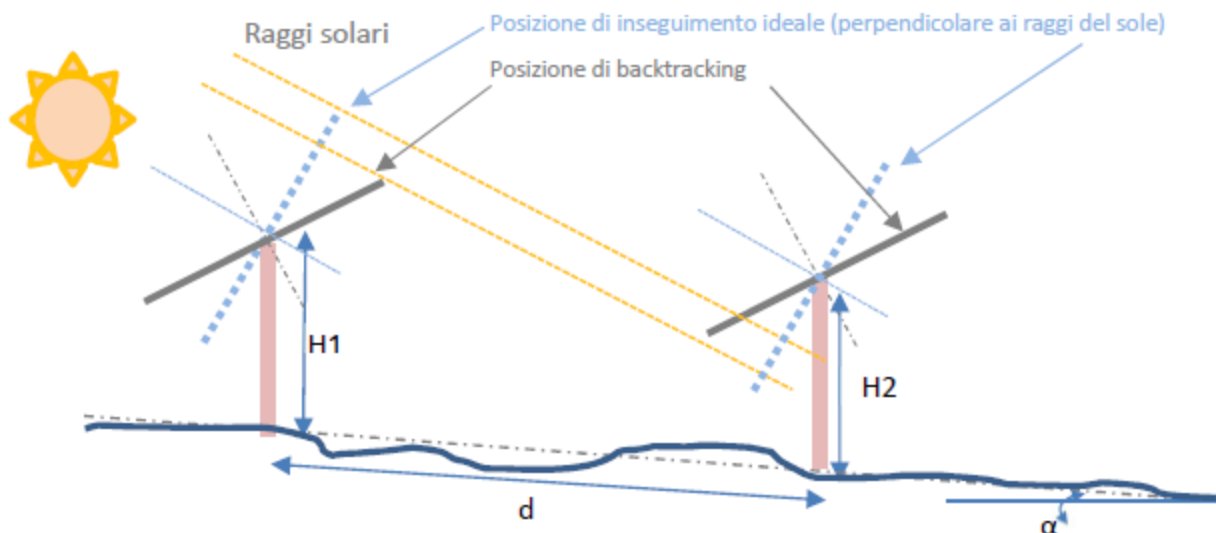


Figura 1. Schema di inseguimento del tracker

Per poter rendere la giacitura del terreno compatibile con l'installazione delle strutture di supporto, inoltre, sono previste anche minime attività di movimento terra finalizzate ad operazioni di livellamento e regolarizzazione del piano campagna.

Le strutture di supporto sono state dimensionate in maniera tale da non consentire un elevato impatto visivo. L'altezza massima raggiungibile da ciascun pannello, infatti, è inferiore a 3.00 m rispetto al piano campagna. In questo modo, tra l'altro, gli elementi da installare ricadono all'interno della casistica A.5.9 (in quanto trattasi di "Pannelli solari e fotovoltaici su strutture di sostegno (pali e simili) di altezza  $\leq 3,00$  m dotati di certificato e/o brevetto ministeriale") della DGR 739 del 12.06.2012 "Atto di indirizzo per la definizione delle Opere Minori ai fini della sicurezza per le costruzioni in zona sismica" che disciplina le opere che risultano esentate dall'applicazione delle disposizioni della l.r. 38/1997 e del d.p.R. 380/2001 e che, pertanto, non sono soggette al deposito presso gli uffici dell'ex Genio Civile.

Le strutture di inseguimento scelte saranno del tipo:



- **SH75** (75 moduli, 3 stringhe da 25 moduli, configurazione 1X75 p)
- **SH50** (50 moduli, 2 stringhe da 25 moduli, configurazione 1X 50 p)
- **SH25** (25 moduli, 1 stringa da 25 moduli, configurazione 1X25 p)

### **A.5.a.3 Casette di stringa (Combiner Box)**

Le stringhe da 25 moduli saranno unite in parallelo per formare un array di massimo 21 stringhe raccolte a livello elettrico in quadri di parallelo di campo denominati cassette di stringa o "combiner box" dotate anche di cablaggio dati per il monitoraggio da remoto dell'input elettrico di potenza e dei dati di produzione.

Le combiner box sono cassette di controllo intelligente (SMART) che consentono la misura della corrente di ogni singola stringa in ingresso dal generatore solare e permettono di realizzare in uscita il parallelo di tutte le stringhe di moduli FV ad essi collegate. Le smart box, altamente performanti, implementano la misura della corrente mediante trasduttori ad effetto Hall e favoriscono una puntuale localizzazione delle problematiche del campo FV minimizzando i tempi di mancata produzione ed agevolando l'intervento mirato e tempestivo del service. Ogni cassetta è equipaggiata con protezioni a varistori SPD contro le sovratensioni; il sezionatore in uscita ed i portafusibili in ingresso permettono di isolare il singolo sottocampo FV o le singole stringhe dal resto dell'impianto, consentendo agli operatori di lavorare in piena sicurezza.

#### **Caratteristiche principali:**

Nr. 21 ingressi DC

Massimo voltaggio uscita: 1500 V

Le cassette di stringa saranno in totale 64, così divise per i diversi sottocampi:

- **Sottocampo 1: 248 stringhe collegate a 12 Smart Combiner Box (21 ingressi DC)**
- **Sottocampo 2: 248 stringhe collegate a 12 Smart Combiner Box (21 ingressi DC)**
- **Sottocampo 3: 248 stringhe collegate a 12 Smart Combiner Box (21 ingressi DC)**
- **Sottocampo 4: 248 stringhe collegate a 12 Smart Combiner Box (21 ingressi DC)**
- **Sottocampo 5: 333 stringhe collegate a 16 Smart Combiner Box (21 ingressi DC)**

Le cassette saranno distribuite e installate fisicamente sul campo in prossimità della struttura di supporto dei moduli fotovoltaici mediante appositi ancoraggi e staffaggi in acciaio zincato, immorsati nel terreno.

### **A.5.a.4 Cabine di campo e inverter**

Dai quadri di parallelo l'energia prodotta verrà trasferita in corrente continua mediante conduttori elettrici interrati alle cabine di campo che fungono da cabine di conversione da corrente continua (1500V DC) in corrente alternata (600V AC) e di trasformazione in grado di incrementare il voltaggio fino alla media tensione (MT 30kV).

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 5 sottocampi, che saranno gestiti da 2 inverter da 3060 kVA e 2 inverter da 4000 kVA. Ogni inverter sarà contenuto all'interno di un container prefabbricato destinato ad ospitare anche il trasformatore BT/MT.



**Figura 2: Esempio di soluzione integrata inverter e trasformatore in container da 20 piedi**

Ogni cabina sarà costituita da elementi prefabbricati poggiati su una fondazione in cls armato gettato in opera. A valle della trasformazione della tensione in MT è prevista la posa di un cavidotto interno in MT che collegherà tutti gli inverter in entra-esci tra loro.

A valle dell'ultima cabina è prevista la posa di un cavidotto esterno in media tensione (MT) fino alla cabina di trasformazione da media ad alta tensione MT/AT situata in corrispondenza del punto di consegna. Da qui si prevede il collegamento al punto di consegna con un cavo in AT come previsto dalla STMG.

### **A.5.a.5 Trasformatore**

Nel presente progetto è prevista la divisione dell'impianto in 5 sottocampi. In ogni sottocampo è previsto un container prefabbricato in cui verrà installato il trasformatore di elevazione BT/MT della potenza variabile da 3060 e 4000 kVA. Sarà a singolo secondario con tensione di 600V ed avrà una tensione al primario di 30kV con le seguenti caratteristiche a seguito:

- Tipo **resina** (avvolgimenti impregnati)
- Nucleo magnetico realizzato con lamierini a cristalli orientati a basse perdite
- Dimensioni tipo: 2240 (a) x1120 (b) x2390 (c) mm
- Peso: 7000 Kg ca
- frequenza nominale 50 Hz
- Tensione primario 30 KV
- Tensione secondario 0,6 KV
- Perdite 6%
- simbolo di collegamento Dy 11
- collegamento primario triangolo
- collegamento secondario stella
- classe ambientale E2
- classe climatica C2
- comportamento al fuoco F1



- classe di isolamento termico primarie e secondarie F/F
- temperatura ambiente max. 40 °C
- installazione interna
- tipo raffreddamento: KNAN estere con raffreddamento naturale ad aria  
altitudine sul livello del mare  $\leq 1000\text{m}$

### **A.5.a.6 Potenza dell'impianto**

L'impianto, come detto, è suddiviso in 5 "sottocampi", collegati ad altrettante cabine di campo caratterizzate dalle seguenti potenze di picco:

- sottocampo 1: 248 stringhe x 25 Moduli  
6200 moduli da 600 Wp  
12 smart combiner box  
1 inverter centralizzato da 3060 kVA  
Potenza totale in DC: 3.720 kWp  
Potenza totale in AC: 3.060 kVA
- sottocampo 2: 248 stringhe x 25 Moduli  
6200 moduli da 600 Wp  
12 smart combiner box  
1 inverter centralizzato da 3060 kVA  
Potenza totale in DC: 3.720 kWp  
Potenza totale in AC: 3.060 kVA
- sottocampo 3: 248 stringhe x 25 Moduli  
6200 moduli da 600 Wp  
12 smart combiner box  
1 inverter centralizzato da 3060 kVA  
Potenza totale in DC: 3.720 kWp  
Potenza totale in AC: 3.060 kVA
- sottocampo 4: 248 stringhe x 25 Moduli  
6200 moduli da 600 Wp  
12 smart combiner box  
1 inverter centralizzato da 3060 kVA  
Potenza totale in DC: 3.720 kWp  
Potenza totale in AC: 3.060 kVA
- sottocampo 5: 330 stringhe x 25 Moduli  
8250 moduli da 600 Wp  
16 smart combiner box  
1 inverter centralizzato da 4000 kVA  
Potenza totale in DC: 4.950 kWp  
Potenza totale in AC: 4.000 kVA

La configurazione del presente progetto è la seguente:



- n° 123 tracker 1x25 moduli = 3.075 moduli
- n° 145 tracker 1x50 moduli = 7.250 moduli
- n° 303 tracker 1x75 moduli = 22.725 moduli

In totale, quindi, saranno installati 33.050 moduli per una potenza di picco installata in corrente continua pari a:

$$33.050 \text{ moduli} \times 600 \text{ Wp} = 19.830 \text{ Wp} = 19,83 \text{ MW DC}$$

La potenza apparente totale dell'impianto, in corrente alternata, data dalla somma della potenza degli inverter sarà pari a:

$$3.060_{(\text{campo1})} + 3.060_{(\text{campo2})} + 3.060_{(\text{campo3})} + 3.060_{(\text{campo4})} + 4.000_{(\text{campo5})} = 16.240 \text{ kVA}$$

**Assumendo un cosfi di 0,9 ne deriva una potenza nominale in AC di 14,62 MW**

### **A.5.a.7 Conduttori elettrici e cavidotti**

L'impianto fotovoltaico è stato diviso in diversi sottocampi, ciascuno dei quali sarà collegato ad una cabina di campo. La prima e l'ultima cabina saranno collegate ad un quadro MT di campo, in uscita dal quale è prevista la posa di un conduttore elettrico interrato in grado di condurre l'energia prodotta fino al punto di consegna in media tensione (MT).

All'interno di ogni sottocampo ogni conduttore sarà alloggiato in un cavidotto interrato da posizionare al di sotto della viabilità stradale in progetto. Per ridurre le perdite energetiche, in caso di sovrapposizione del percorso di due o più conduttori, gli stessi potranno anche essere alloggiati all'interno dello stesso cavidotto pur rimanendo distinti l'uno dall'altro.

Il tratto di cavidotto esterno alle aree dei sottocampi, invece, sarà unico e sarà posizionato al di sotto della viabilità stradale esistente. Per la posa è prevista in particolare la demolizione della pavimentazione impermeabile esistente e la sua integrale ricostruzione in seguito alle opportune operazioni di scavo, posa del cavidotto e rinterro. Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di posa.

Per la risoluzione delle interferenze con attraversamenti stradali e, più in generale, in caso di impossibilità a procedere con gli scavi in trincea, saranno adottate le seguenti modalità di posa in opera del cavidotto esterno:

- 1) mediante **Trivellazione Orizzontale Controllata (TOC)**, vale a dire mediante una perforazione eseguita con una portasonda teleguidata ancorata a delle aste metalliche;
- 2) mediante **Spingi tubo**, una trivellazione orizzontale non guidata con successiva infissione di tubi (controtubo o tubo camicia), all'interno dei quali vengono infilati i cavi.
- 3) mediante **staffaggio**, vale a dire mediante l'ancoraggio sull'opera di attraversamento con staffe ancorate esternamente rispetto all'impalcato, ma ad una quota superiore rispetto a quella di intradosso (in modo da evitare qualunque interferenza con l'eventuale deflusso delle acque in caso di attraversamenti di corsi d'acqua).



Nell'elaborato "*Sezioni tipo stradali, ferroviarie, idriche e simili*" sono indicate in dettaglio le modalità di realizzazione di tali sistemi di avanzamento, mentre nell'elaborato "*Planimetria del tracciato dell'elettrodotto*" sono visibili i tratti interessati.

Lungo il tracciato del cavo ddotto, inoltre, saranno realizzati dei giunti unipolari a circa 500-800 m l'uno dall'altro. Il posizionamento esatto dei giunti sarà determinato in sede di progetto esecutivo in funzione delle interferenze al di sotto il piano di campagna e della possibilità di trasporto, ma certamente saranno realizzati all'interno di pozzetti denominati "buche giunti".

### **A.5.a.8 Cabina Di Consegna**

L'impianto si collegherà alla rete elettrica mediante una nuova cabina di consegna collocata all'interno dell'area della sottostazione elettrica da ubicarsi secondo le disposizioni contenute nell'STMG rilasciata da Terna spa alla società proponente.

### **A.5.a.9 Sottostazione di condivisione e trasformazione MT/AT**

A valle cavo ddotto esterno in MT, come detto, è prevista la realizzazione di una sottostazione elettrica di condivisione e trasformazione da media ad alta tensione (MT/AT). Tale sottostazione, pertanto, sarà distinguibile in due unità separate: la prima, indicata anche come "stazione di utenza a 150 kV", sarà utilizzata per condividere lo stallo di connessione assegnato da Terna spa tra diversi produttori di energia e la seconda, indicata anche come "stazione utenza di trasformazione 150/380 kV".

La seconda, in particolare, sarà costituita da:

- un montante trasformatore (completo di trasformatore AT/MT);
- un locale per l'alloggiamento dei quadri di potenza e controllo e delle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il montante trasformatore, in particolare, sarà costituito dalle seguenti apparecchiature:

- trasformatore AT/MT;
- scaricatori di sovratensione AT;
- trasformatori di corrente;
- interruttore tripolare AT con comando motorizzato;
- trasformatore di tensione capacitivo AT;
- sezionatore tripolare AT con comando motorizzato.

Il trasformatore sarà dotato di sonde termometriche installate sugli avvolgimenti secondari del trasformatore stesso e di dispositivi per la rilevazione della pressione dell'olio di isolamento; i segnali delle protezioni sopra descritte saranno inviate al quadro di controllo della sottostazione e utilizzate per le eventuali segnalazioni di allarme e blocco.

All'interno dell'area della sottostazione di trasformazione AT/MT, come detto, sarà posto in opera un locale costituito da elementi prefabbricati poggiati su una fondazione in cls armato gettato in opera in modo da contenere le apparecchiature di potenza e controllo della sottostazione stessa oltre alle apparecchiature di misura dell'energia elettrica.

Il locale sarà composto dai seguenti comparti:

- locale BT;





- locale MT;
- locale GE;
- locale SCADA / misure UTF.

Il collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la sottostazione di consegna verrà realizzato in antenna a 150 kV sulla futura Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN a 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Matera-Aliano", come previsto dalla STMG.

### **A.5.a.10 Dimensionamento dell'impianto**

Con la realizzazione dell'impianto fotovoltaico si intende conseguire un significativo risparmio energetico per la struttura servita, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole. Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze architettoniche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.
- l'attività di produzione agricola e produzione di energia pulita.

### **A.5.a.11 Risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera**

Ad oggi la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile. Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il TEP, ossia il numero di **tonnellate equivalenti di petrolio** risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica. L'impianto fotovoltaico consente inoltre la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra.

Secondo l'art. 2 della Delibera EEN 3/08 è possibile considerare il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria pari a:

$$f_c = 0,187 \text{ TEP/MWh}$$

Nel presente caso, pertanto, considerando una produzione media dell'impianto al primo anno di vita di 33.772 MWh (Tabella3), le TEP risparmiate in un anno sono pari a:

$$T_1 = 0,187 \cdot 33.772 = 119.920,51 \text{ TEP}$$

Mentre quelle risparmiate in 20 anni, sulla base di una produzione complessiva di 327.403 MWh (Tabella3), sono pari a:

$$T_{20} = 0,187 \cdot 641.286,14 = 2.398.410,15 \text{ TEP}$$

Nella tabella seguente è possibile notare le quantità delle principali emissioni in atmosfera che la realizzazione dell'impianto consente di evitare.





Emissioni in atmosfera EVITATE	CO2	SO2	Nox	Polveri
Emissioni evitate (g/kWh)	496,00	0,93	0,58	0,029
Emissioni evitate in 1 anno (Ton)	16 750,91	31,41	19,59	0,98
Emissioni evitate in 20 anni (Ton)	318 077,92	596,40	371,95	18,60

**Tabella 1: Emissioni in atmosfera evitate (fonte: Rapporto ambientale ENEL 2006)**

## A.5.a.12 Sito di installazione

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

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare.

La stima di producibilità dell'impianto è stata effettuata mediante l'applicazione PVsyst, un pacchetto software completo per lo studio, il dimensionamento, la simulazione e l'analisi dei sistemi fotovoltaici.

Le coordinate del sito di intervento sono le seguenti:

- latitudine: 40.57°N;
- longitudine: 16.40° E;
- altitudine: circa 120 m slm.

Il calcolo del numero dei moduli è stato effettuato in modo da ottimizzare lo sfruttamento della superficie disponibile, mantenendo un'interfila tale da minimizzare l'ombreggiamento.

Nel caso specifico, tra l'altro, si ricorda che, nell'ambito dei lavori di realizzazione del presente impianto, verranno effettuati anche lavori di adeguamento dei canali di regimentazione delle acque meteoriche oltre alla realizzazione di strade in modo da renderlo ottimale per la posa delle strutture e dei pannelli.

## A.5.a.13 Stima della produzione di energia

### A.5.a.13.1 Dati meteorologici

La versione del software PVsyst utilizzata per la simulazione ingloba al suo interno il programma Meteonorm 7.2, in grado di generare valori climatici annuali accurati e rappresentativi per qualsiasi luogo sulla terra. Meteonorm include due dei migliori modelli sul mercato per simulazioni affidabili di grandi impianti fotovoltaici.

Il database Meteonorm è composto da più di 8000 stazioni meteorologiche, cinque satelliti geostazionari e una climatologia dell'aerosol calibrata a livello globale. Su questa base, sofisticati modelli di interpolazione, basati su oltre 30 anni di esperienza, forniscono risultati con elevata precisione in tutto il mondo.

### A.5.a.13.2 Dati tecnici

Per la simulazione sono stati utilizzati i dati tecnici dei moduli e degli inverter previsti in progetto e presenti nel database del software.



**PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)**

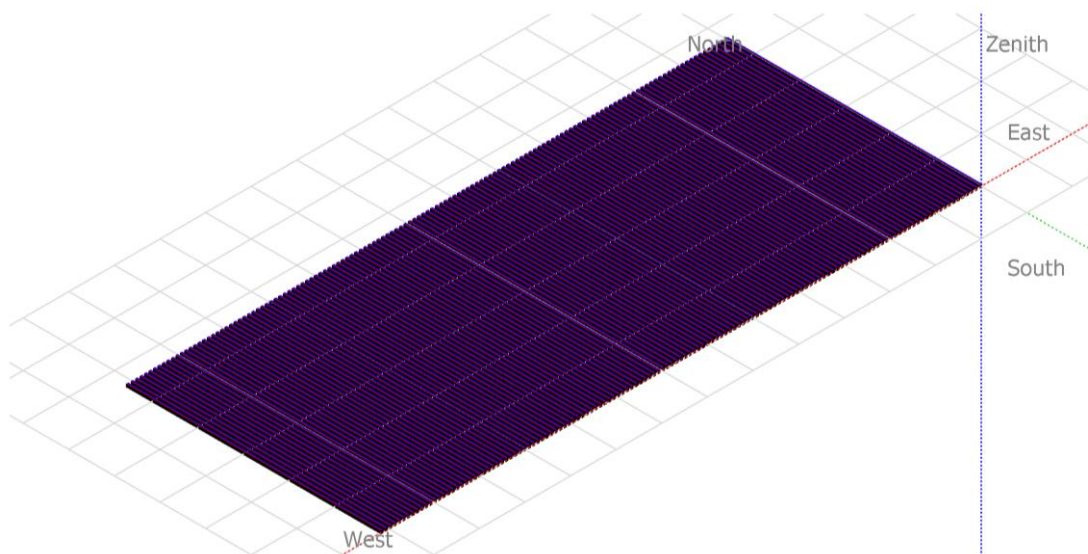
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM78S30-600/GR</b>		
Custom parameters definition		Manufacturer	JA Solar		
<b>Sub-array "SMA 3060"</b>					
Number of PV modules		In series	25 modules	In parallel	996 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	24900	Unit Nom. Power	600 Wp
Array global power		Nominal (STC)	<b>14940 kWp</b>	At operating cond.	13641 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	1020 V	I mpp	13375 A
<b>Sub-array "SMA 4000"</b>					
Number of PV modules		In series	25 modules	In parallel	326 strings
Total number of PV modules		Nb. modules	8150	Unit Nom. Power	600 Wp
Array global power		Nominal (STC)	<b>4890 kWp</b>	At operating cond.	4465 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)		U mpp	1020 V	I mpp	4378 A
<b>Total</b> Arrays global power		Nominal (STC)	<b>19830 kWp</b>	Total	33050 modules
		Module area	<b>92385 m<sup>2</sup></b>	Cell area	85174 m <sup>2</sup>

<b>Sub-array "SMA 3060" : Inverter</b>					
Custom parameters definition		Model	<b>Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim</b>		
Characteristics		Manufacturer	SMA		
Inverter pack		Operating Voltage	1003-1325 V	Unit Nom. Power	3067 kVA
		Nb. of inverters	4 units	Total Power	12268 kVA
				Pnom ratio	1.22

<b>Sub-array "SMA 4000" : Inverter</b>					
Custom parameters definition		Model	<b>Sunny Central 4000 UP_1.3</b>		
Characteristics		Manufacturer	SMA		
Inverter pack		Operating Voltage	880-1325 V	Unit Nom. Power	4000 kVA
		Nb. of inverters	1 units	Total Power	4000 kVA
				Pnom ratio	1.22
<b>Total</b>		Nb. of inverters	5	Total Power	16268 kVA

**A.5.a.13.3 Ombreggiamento**

Il software utilizzato per il dimensionamento dell'impianto è in grado di tenere conto degli effetti dell'ombreggiamento dovuto agli elementi circostanti come la presenza di ostacoli vicini, quali le pale eoliche presenti nei dintorni, e lontani, quali i rilievi situati all'orizzonte.



**Figura 3: Scenario di simulazione dell'ombreggiamento per i moduli fotovoltaici**



### A.5.a.13.4 Perdite energetiche

Ai fini della stima della produzione di energia, sono stati considerati i seguenti fattori di perdita energetica dovuti ad una non perfetta efficienza nella trasmissione da un apparato all'altro:

- degradazione de modulo (per primo anno): 0.2%;
- perdita FV a causa del livello di irraggiamento: 0.4%;
- perdita FV a causa della temperatura: 4.6%;
- perdita per qualità del modulo: 0.7%;
- LID – (Light induced degradation): 2.0%;

La degradazione indotta dalla luce (LID) è un fenomeno meno noto che ha un impatto su un ampio segmento del mercato delle celle al silicio cristallino. In breve, è il degrado che si verifica in una cella solare nei primi giorni dopo l'installazione a causa dell'esposizione alla luce solare.

- perdita di accoppiamento, moduli e stringhe: 1.1%;
- perdita induttiva/resistiva al trasformatore: 0.9%;
- perdite ohmiche di cablaggio: 0.9%;
- perdita di inverter in funzione (efficienza): 1.4%;
- altre perdite di inverter: 0%.

L'energia annua immessa in rete è stata calcolata decurtando all'energia di irraggiamento globale disponibile sui pannelli le perdite su elencate.

### A.5.a.13.5 Irraggiamento e producibilità

Nella tabella seguente si riporta una sintesi dei dati di irraggiamento e della conseguente energia immessa in rete (E-Grid) per il primo anno di esercizio.

#### Grottole\_16,24 MW\_JaSolar600

#### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
<b>January</b>	63.4	27.88	8.65	82.7	77.5	1495	1441	0.879
<b>February</b>	74.9	33.50	9.00	94.0	88.2	1686	1589	0.852
<b>March</b>	123.1	54.91	11.71	154.6	145.1	2731	2635	0.860
<b>April</b>	155.1	69.96	14.43	193.5	181.8	3342	3224	0.840
<b>May</b>	202.3	71.09	19.93	256.5	241.9	4243	3859	0.759
<b>June</b>	206.1	89.26	23.92	255.9	239.6	4229	3940	0.776
<b>July</b>	228.7	69.19	27.06	293.6	277.5	4722	4557	0.783
<b>August</b>	200.1	62.57	26.55	258.8	245.5	4291	4142	0.807
<b>September</b>	145.4	52.15	21.52	187.6	177.1	3187	3077	0.827
<b>October</b>	111.2	38.55	18.14	143.7	135.7	2503	2416	0.848
<b>November</b>	74.2	28.98	13.33	96.0	90.4	1713	1654	0.869
<b>December</b>	55.9	25.21	10.14	71.8	66.9	1286	1238	0.869
<b>Year</b>	1640.3	623.24	17.08	2088.6	1967.2	35427	33772	0.815

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

**Tabella 2: Risultati delle stime di producibilità**



Tenendo conto di un tasso di invecchiamento dei pannelli pari allo 0.55% (valore estratto dalla scheda tecnica del produttore), è possibile calcolare l'energia media annua immessa in rete durante la vita utile dell'impianto, pari a 20 anni. Nella tabella seguente è mostrato il cronoprogramma con l'indicazione della produzione di energia per ogni anno.

Anno	Produzione di energia (MWh)
1	33 772,00
2	33 586,25
3	33 401,53
4	33 217,82
5	33 035,12
6	32 853,43
7	32 672,74
8	32 493,04
9	32 314,32
10	32 136,60
11	31 959,84
12	31 784,07
13	31 609,25
14	31 435,40
15	31 262,51
16	31 090,56
17	30 919,57
18	30 749,51
19	30 580,39
20	30 412,19
<b>Totale</b>	<b>641 286,14</b>

Tabella 3: Cronoprogramma della producibilità media annuale lungo la vita utile dell'impianto (20 anni)

### **A.5.a.14 Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione**

Nel presente capitolo sono contenute tutte le soluzioni impiantistiche adottate per la protezione dell'impianto in progetto sia in linea generale che, più in dettaglio, contro i fulmini come espressamente richiesto dagli allegati tecnici del PIEAR Basilicata ex DGR 2260 del 29.12.2010 e s.m.i.

### **A.5.a.15 Protezione generale**

Gli impianti saranno costruiti in modo da consentire al personale addetto all'esercizio ed alla manutenzione di circolare e di intervenire in sicurezza in ogni punto dell'impianto, secondo le circostanze, nell'ambito dei propri compiti e delle autorizzazioni concesse e in linea con la Norma CEI 64-8.



### **A.5.a.15.1 Protezione contro i contatti diretti**

Nella costruzione degli impianti va considerato di evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose prossime alle parti attive.

Per quanto riguarda le parti attive, vanno protette quelle con il solo isolamento funzionale e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso:

- parti esposte attive;
- parti degli impianti dove sono state rimosse guaine metalliche collegate a terra o schermi conduttori di cavi;
- cavi ed accessori sprovvisti di schermi metallici collegati a terra, nonché cavi flessibili sprovvisti di schermi conduttori elastomerici;
- terminali e guaine conduttrici dei cavi, se essi possono portarsi ad una tensione pericolosa;
- corpi isolanti di isolatori ed altre parti simili, se può insorgere una tensione di contatto pericolosa;
- telai o contenitori di condensatori, convertitori e trasformatori di conversione, che possono essere in tensione durante il normale esercizio;
- avvolgimenti di macchine elettriche, trasformatori e reattori.

I tipi di protezioni che potrebbero essere adottati sono i seguenti:

- protezione per mezzo di involucri;
- protezione per mezzo di barriere (ripari);
- protezione per mezzo di ostacoli (parapetti);
- protezione mediante distanziamento.

Le barriere devono impedire che nessuna parte del corpo di un uomo possa raggiungere la zona di guardia prossima alle parti attive e possono quindi essere pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza minima di 2000 mm.

Gli ostacoli possono essere realizzati tramite l'impiego di coperture, parapetti, catene e corde oppure utilizzando pareti piene, pannelli o reti metalliche con un'altezza inferiore ai 2000 mm e che quindi non possono rientrare nelle barriere.

La protezione mediante distanziamento si ottiene collocando le parti attive al di fuori della zona dove le persone possono abitualmente soffermarsi o muoversi tenendo conto della distanza che si può raggiungere con le mani in qualsiasi direzione.

Le porte dei locali per le apparecchiature o per gli scomparti, utilizzate come elementi di chiusura, devono essere progettate in modo tale da poter essere aperte solo mediante attrezzi o chiavi.

### **A.5.a.15.2 Protezione contro i contatti indiretti**

Nei sistemi di II categoria per la protezione contro i contatti indiretti la cabina deve essere dotata di un impianto di terra conforme alla Norma CEI 11-1.

Le masse o masse estranee facenti parte della cabina devono essere collegate all'impianto di terra. Per poter dimensionare l'impianto di terra si deve richiedere all'Ente Distributore:

- il valore della corrente di guasto a terra della rete;
- il tempo di eliminazione del guasto.

Le prescrizioni da rispettare affinché venga assicurata la protezione sono:



- Neutro collegato direttamente a terra;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione comuni PEN: sistema TN-C;
- Conduttore di neutro e conduttore di protezione separati PE + N: sistema TN-S;
- Masse di utilizzazione collegate al conduttore di protezione, a sua volta collegato a terra in più punti e alla messa a terra dell'alimentazione;
- Sgancio obbligatorio al primo guasto d'isolamento, eliminato tramite i dispositivi di protezione contro le sovracorrenti o del differenziale.

I dispositivi di interruzione automatica ammessi dalle norme sono:

- Il dispositivo a corrente differenziale;
- Il dispositivo contro le sovracorrenti.

In un sistema IT il neutro del trasformatore non è connesso a terra, si dice, quindi, "sistema a neutro isolato". In questo tipo di sistema non è prevista alcuna protezione contro i contatti indiretti, in quanto l'intero sistema si ritiene isolato.

Un sistema come quello in oggetto viene impiegato, generalmente, laddove siano presenti situazioni di lavoro ove sia prioritaria la continuità del servizio, in quanto la presenza di un primo guasto a terra non dà luogo a correnti di valore elevato e /o pericoloso per le persone. La corrente di guasto a terra assume valori molto bassi, tipicamente fino a 2 A, e si richiude sul nodo di alimentazione attraverso l'impianto di terra delle masse e le capacità verso terra dei conduttori di linea. Il ridotto valore della corrente di guasto fa sì che non si abbia alcun intervento delle protezioni, le tensioni di contatto originate assumeranno, quindi, valori particolarmente bassi.

Normalmente in sistemi di questo tipo si prevede l'utilizzo di un dispositivo di controllo di isolamento il quale verifica se, effettivamente, il sistema rimane isolato nel tempo o sia necessario intervenire per ripristinare l'isolamento, segnalando le eventuali condizioni anomale che si manifestano in caso di guasto.

Questo dispositivo segnala qualsiasi riduzione significativa del livello di isolamento dell'impianto permettendo così l'individuazione della causa di questa riduzione prima del verificarsi di un secondo guasto a terra, che causerebbe l'interruzione dell'alimentazione.

Nel caso di doppio guasto a terra, infatti, si viene a modificare il sistema di distribuzione vanificando ogni beneficio di una rete isolata da terra. In funzione di come sono collegate le masse degli utilizzatori all'impianto di terra il sistema potrebbe passare da una situazione IT a TN o TT, in entrambi i casi si avrebbero elevate correnti di guasto.

La norma prevede dunque che, in presenza di un doppio guasto a terra, il sistema debba essere interrotto, con modalità diverse nel caso di sistemi TT o TN cui migrerebbe il sistema IT di partenza.

La norma, inoltre, raccomanda di non distribuire il conduttore di neutro nei sistemi IT, in primis per evitare il rischio che, in sistemi relativamente complessi, questo possa essere accidentalmente collegato a terra, vanificando in tal modo i vantaggi di un sistema IT; la seconda ragione secondo cui la norma raccomanda di non distribuire il neutro è legata a problematiche più prettamente impiantistiche, in quanto l'impedenza dell'anello di doppio guasto nei sistemi con neutro distribuito deve risultare inferiore che non nei sistemi a neutro non distribuito, con la conseguenza delle difficoltà pratiche nella realizzazione di una impedenza bassa e la conseguente difficoltà di coordinamento dei dispositivi di interruzione automatica per la protezione dai contatti indiretti.





### **A.5.a.15.3 Protezioni dai sovraccarichi**

Per assicurare la protezione contro i sovraccarichi di una condotta avente corrente di impiego  $I_b$  e portata  $I_z$  ( $I_b < I_z$ ) si deve installare nel circuito della condotta un dispositivo di protezione avente corrente nominale  $I_n$  e corrente convenzionale di funzionamento  $I_f$  che soddisfino le condizioni seguenti:

$$I_b < I_n < I_z$$
$$I_f < 1.45 \cdot I_z$$

dove  $I_f$  è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Il dispositivo di protezione contro i sovraccarichi deve avere caratteristiche tali da consentire, senza interrompere il circuito, i sovraccarichi di breve durata che si producono nell'esercizio ordinario (Norme CEI 64-8).

Per quanto riguarda il rispetto della seconda condizione, nel caso di interruttori automatici non è necessaria alcuna verifica, in quanto la corrente di sicuro funzionamento è, rispettivamente:

- $1.45 \cdot I_z$  per interruttori uso domestico conformi alla CEI 23-3;
- $1.30 \cdot I_z$  per interruttori uso industriale conformi alla CEI-EN 60947-2.

### **A.5.a.15.4 Protezione conduttori contro il corto circuito**

I dispositivi di protezione contro i cortocircuiti devono rispondere alle seguenti condizioni.

- 1) Devono avere un potere di interruzione almeno uguale alla corrente di cortocircuito presunta nel punto di installazione. È tuttavia ammesso l'impiego di un dispositivo di protezione con potere di interruzione inferiore, a condizione che a monte vi sia un altro dispositivo avente il necessario potere di interruzione; in questo caso le caratteristiche dei due dispositivi devono essere coordinate in modo che il valore di  $I^2 \cdot t$  lasciato passare dal dispositivo a monte non risulti superiore a quello che può essere sopportato senza danno dal dispositivo a valle e dalle condutture protette. La corrente di cortocircuito da prendere in considerazione deve essere la più elevata che si può produrre in relazione alle configurazioni; in caso di impianto trifase si deve considerare il guasto trifase.
- 2) Devono intervenire in un tempo inferiore a quello che porterebbe la temperatura dei conduttori oltre il limite ammissibile. Questa condizione deve essere verificata per un cortocircuito che si produca in un punto qualsiasi della condotta protetta. In prima approssimazione, per cortocircuiti di durata non superiore a 5 sec, la condizione che il cortocircuito non alzi la temperatura dei conduttori dal valore massimo in servizio normale oltre al limite ammissibile si può verificare con la formula  $I^2 \cdot t < k^2 \cdot S^2$  oppure verificando la curva dell'integrale di Joule fornita dal costruttore (Norma CEI 64-8).

### **A.5.a.15.5 Cartelli**

Nella cabina MT/BT si dovranno installare i cartelli (di divieto, avvertimento e avviso) sotto elencati, realizzati (pittogrammi ed eventuali scritte) secondo le disposizioni di legge in materia di sicurezza sui luoghi di lavoro (d.lgs. 81/2008 e s.m.i.).





I segnali, le targhe, i cartelli posti all'esterno devono essere scritti con caratteri indelebili su un supporto che garantisca una buona resistenza alle intemperie.

All'esterno della cabina, su ciascuna porta d'accesso e su ogni lato di eventuali recinzioni saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto d'accesso alle persone non autorizzate;
- Tensione elettriche pericolosa;

Sulla porta d'ingresso al locale, oltre ai tre precedenti, saranno posti i seguenti cartelli:

- Divieto di usare acqua per spegnere incendi;
- Tensione.

All'interno della cabina si dovranno avere:

- Istruzioni relative ai soccorsi d'emergenza da prestare agli infortunati per cause elettriche compilato nelle parti relative ai numeri telefonici da contattare in caso di necessità (medici, ospedali, ambulanze, ecc. più vicini);
- Schema elettrico;
- In prossimità delle apparecchiature di MT, indicare la tensione;
- A disposizione del personale addetto alla manutenzione, il cartello indicante il divieto di effettuare manovre;
- Sulle eventuali uscite di emergenza l'apposito segnale.

Nel caso sia prevista una sorgente autonoma di energia, questa viene segnalata mediante apposita targa posta in corrispondenza del dispositivo di sezionamento del circuito che la collega alla cabina.

Quando la cabina prevede batterie di condensatori e/o batterie di accumulatori, le porte delle celle corrispondenti sono munite di una targa che segnala la presenza di condensatori e delle batterie di accumulatori.

Per cabine elettriche complesse è opportuno che sia esposto uno schema unifilare per permettere anche in caso di urgenza una rapida comprensione delle manovre da eseguire.

Si consiglia inoltre la predisposizione di una tasca porta documenti fissata alla parete.

I dati relativi alla regolazione delle protezioni, le sezioni dei cavi, ecc. possono essere riportati su schemi diversi e tenuti a disposizione per gli interventi di manutenzione o modifica.

### **A.5.a.15.6 Materiale per l'esercizio e la manutenzione**

In ciascun locale dove possono essere effettuate manovre sull'impianto di II categoria, a meno che gli addetti non ne siano dotati, devono essere disponibili le appropriate dotazioni di sicurezza (pedane o tappeti isolanti, fioretto di manovra, guanti isolanti).

### **A.5.a.15.7 Mezzi di estinzione**

Gli eventuali mezzi di estinzione devono essere collocati in luoghi facilmente accessibili anche in caso di incendio. L'acqua non deve essere usata per lo spegnimento di incendi, quando le materie con le quali verrebbe a contatto possono reagire in modo da aumentare notevolmente di temperatura o da svolgere gas infiammabili o nocivi. L'acqua (a meno che non si tratti di acqua nebulizzata) e le altre sostanze conduttrici non devono essere usate in prossimità di conduttori, macchine e apparecchi elettrici sotto tensione e si consiglia vivamente di non ricorrere a getti d'acqua per lo spegnimento di fiamme o incendio che si siano prodotti all'interno del locale cabina.



### **A.5.a.15.8 Qualifica del personale**

Il personale che entra in cabina è autorizzato nel momento stesso in cui riceve la chiave dal responsabile dell'impianto. Ovviamente, può essere autorizzata una persona che abbia conoscenze tecniche o esperienza (persona esperta - PES) o che abbia ricevuto istruzioni specifiche sufficienti per permetterle di prevenire i pericoli dell'elettricità, in relazione a determinate operazioni condotte in condizioni specificate (persona avvertita - PAV).

Persona esperta è, ad esempio, un installatore o un manutentore qualificato. L'addetto alle pulizie della cabina è invece una persona comune e per diventare persona avvertita deve ricevere adeguate istruzioni e/o sorveglianza, in relazione al tipo di cabina (a giorno o con quadri chiusi), al tipo di intervento richiesto ed agli attrezzi utilizzati. Ad esempio, per eseguire la pulizia di una cabina a giorno con parti attive accessibili deve essere sorvegliato da una persona esperta. In una cabina con parti attive non accessibili è sufficiente un'informazione sui rischi presenti e comportamenti da seguire.

Da notare che gli aggettivi "esperta" o "avvertita" hanno una validità generale e non sono da confondere con il caso particolare relativo alle qualifiche richieste per i lavori elettrici. In altre parole, per entrare in cabina non è necessario avere la qualifica di persona esperta o avvertita ai fini dei lavori elettrici, a meno che non si debbano eseguire tali lavori.

### **A.5.a.15.9 Apparecchiature e componenti**

#### *Cavi*

I cavi dei sistemi di II categoria devono essere dotati di uno schermo o di una guaina metallica connessa a terra almeno ad una estremità del cavo.

#### *Connessioni elettriche*

Le connessioni elettriche devono essere eseguite in modo tale da non rappresentare punti deboli e devono essere studiate in modo da limitare la possibilità di effluvio, presentare una bassa resistenza elettrica e un'adeguata resistenza meccanica. In particolare, le connessioni dovranno avere caratteristiche elettriche e termiche non inferiori a quelle dei cavi o dei conduttori ad essi collegati. Le connessioni dei conduttori con i terminali degli apparecchi devono essere comunque tali da non trasmettere ai terminali inammissibili sollecitazioni termiche o meccaniche dovute a peso, dilatazione, vibrazioni, correnti di cortocircuito. Si raccomanda particolare attenzione all'ancoraggio dei cavi unipolari in corrispondenza alle connessioni terminali. Le connessioni devono essere realizzate con metalli che non diano luogo a coppie elettrolitiche; ove ciò non sia possibile devono essere adottati provvedimenti atti ad evitare il contatto diretto tra gli stessi. Le superfici di contatto delle connessioni devono essere preparate e protette in modo da assicurare il mantenimento nel tempo delle loro caratteristiche di conduttività.

#### *Materiali isolanti*

I materiali isolanti devono essere scelti in base alla tensione, all'ambiente di installazione e alla temperatura massima di servizio continuativo cui sono sottoposti e devono avere adeguate



caratteristiche di non propagazione della fiamma. In caso di locali contigui tra i quali si voglia realizzare la separazione, la continuità dei circuiti che non siano realizzati a mezzo di cavi viene assicurata a mezzo di appositi isolatori a passante. Se si adottano altri sistemi, questi devono offrire la stessa garanzia di segregazione degli isolatori passanti.

### *Sezionatori*

Nei sistemi di II categoria un dispositivo di sezionamento deve essere previsto in corrispondenza di ogni interruttore, dei fusibili di protezione e di ogni interruttore di manovra che non soddisfi le norme dei sezionatori. La possibilità di sezionamento del circuito deve essere prevista anche sulle linee di alimentazione o con possibile alimentazione di ritorno ed il sezionatore può essere posizionato anche lontano dalla cabina stessa. Gli apparecchi di manovra in esecuzione estraibile delle apparecchiature prefabbricate con involucro metallico svolgono anche la funzione di sezionatore. I sezionatori sono in genere interbloccati con i relativi apparecchi di manovra in modo da impedire la loro apertura o chiusura sotto carico. Qualora ciò non venga realizzato, sul pannello frontale della cella è consigliabile che sia indicata la corretta sequenza delle operazioni di manovra. I dispositivi di sezionamento devono essere equipaggiati in modo da permetterne il bloccaggio in posizione di aperto e chiuso. Il comando del dispositivo di sezionamento deve consentire l'applicazione dei blocchi eventualmente previsti in base alle esigenze della cabina. Ad ogni sezionatore o apparecchio di manovra in esecuzione estraibile è opportuno associare un sezionatore di terra interbloccato con la sua posizione di aperto o sezionato. Nel caso di sezionatori di terra posti in corrispondenza di una linea per la quale esiste la possibilità di alimentazione dall'altra estremità possono essere prese in considerazione, ad esempio, le seguenti soluzioni:

- Uso di sezionatore di terra con blocco a chiave condizionato al sicuro sezionamento della linea all'altra estremità;
- Uso di sezionatore di terra con potere di chiusura adeguato al valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione.

I sezionatori e i sezionatori di terra devono avere caratteristiche termiche e dinamiche adeguate all'intensità e alla durata della corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Il comando meccanico deve essere facilmente manovrabile dall'operatore e dal posto di comando deve essere possibile riconoscere la posizione raggiunta dal dispositivo di sezionamento mediante una delle seguenti condizioni:

- Sezionamento visibile;
- Segnalazione di un dispositivo indicatore sicuro;
- Posizione della parte estraibile rispetto alla parte fissa chiaramente identificabile rispetto al completo inserimento od al completo sezionamento.

### *Interruttori*

Nei sistemi di II categoria gli interruttori devono avere un potere di interruzione e di chiusura adeguato alla corrente di cortocircuito calcolata nel punto di installazione. Gli interruttori devono avere un comando di apertura e di chiusura con manovra indipendente dall'operatore. Quando è previsto un comando con sorgente esterna di energia, deve essere previsto anche un comando a mano di emergenza.



### *Interruttori di manovra*

Nei sistemi di II categoria per gli interruttori valgono le disposizioni sopraelencate e per gli interruttori di manovra sezionatori si fa riferimento al paragrafo "Sezionatori" di questa relazione. Nel caso di combinazione interruttore di manovra-fusibile l'intervento di un fusibile deve provocare l'apertura automatica di tutti i poli dell'interruttore di manovra.

### *Relè di protezione*

Ogni circuito equipaggiato con interruttore che svolge la funzione di protezione del circuito stesso deve essere dotato di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti che agiscono sul comando di apertura dell'interruttore.

I dispositivi di protezione possono essere:

- Relè diretti;
- Relè indiretti senza alimentazione ausiliaria;
- Relè indiretti con alimentazione ausiliaria.

I relè indiretti possono essere inseriti sia a monte che a valle dell'interruttore purché sia assicurato il funzionamento corretto dell'insieme, inoltre si deve prestare particolare attenzione all'adeguatezza delle loro caratteristiche termiche e dinamiche.

I relè di massima corrente possono essere con caratteristica di intervento a tempo dipendente, indipendente, istantaneo o con una combinazione di queste.

L'alimentazione dei circuiti amperometrici dei relè indiretti dovrebbe essere fatta preferibilmente da trasformatori di corrente di protezione o, nel caso di trasformatori con più secondari, utilizzando i secondari di protezione.

Nel caso di impiego di relè indiretti senza alimentazione ausiliaria, l'energia necessaria al funzionamento del relè e dello sganciatore viene prelevata direttamente dalla corrente di guasto. Il relè deve essere dotato di un dispositivo di prova che consenta di verificare agevolmente il suo corretto funzionamento.

Nel caso di impiego di relè indiretti con alimentazione ausiliaria, è necessario disporre di una sorgente indipendente che assicuri l'alimentazione anche in caso di guasto.

### *TA e TV di protezione*

I trasformatori di corrente (TA) e i trasformatori di tensione (TV) di protezione hanno esigenze e quindi caratteristiche diverse dai TV di misura. I TA e TV di misura devono garantire una corretta misurazione della grandezza (corrente o tensione), nel proprio campo d'impiego e salvaguardare gli strumenti di misura da eventuali sovracorrenti. Ad esempio, i TA di misura garantiscono in genere una risposta lineare per correnti da  $0,1 I_n$  a  $1,2 I_n$  e saturano rapidamente per valori superiori, in modo che eventuali correnti di cortocircuito non danneggiano i delicati equipaggi degli strumenti di misura collegati sul secondario. I TA e i TV di protezione, invece, devono garantire una rilevazione corretta della grandezza elettrica per un campo di valori molto più ampio di un trasformatore di misura. Non si può impiegare un TA di misura per alimentare un relè di protezione, perché il TA di misura va in saturazione con le correnti di cortocircuito: la corrente sul secondario non è più proporzionale a quella sul primario e potrebbe non provocare l'intervento delle protezioni di massima corrente. I circuiti secondari di TA e TV devono essere collegati a terra



(se non sono separati dal primario con uno schermo messo a terra), con conduttore di sezione minima  $2,5 \text{ mm}^2$  se protetto meccanicamente, altrimenti  $4 \text{ mm}^2$ .

### *Trasformatori*

I trasformatori devono essere installati in modo da impedire contatti accidentali con i terminali e le superfici isolanti degli avvolgimenti. Il trasformatore va installato in uno dei seguenti modi:

- Dietro barriere rigide, di altezza almeno uguale a 2 m;
- Dietro ostacoli di altezza compresa tra 1,2 m e 1,4 m (parapetti catene o funi), aventi una distanza minima dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore maggiore o uguale alla distanza di guardia  $A = (dg + 1250) \text{ mm}$ ;
- In involucri con grado di protezione almeno IP2X. Al di fuori delle cabine elettriche è richiesto un grado di protezione minimo IP23D.

Per quanto riguarda la possibilità di installazione dietro barriere rigide, bisogna tener conto che:

- Per barriere con grado di protezione maggiore o uguale a IP1XB la distanza dai terminali MT e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di guardia (dg);
- Per barriere metalliche, collegate a terra, con grado di protezione maggiore o uguale a IP3X la distanza dai terminali e dalle superfici isolanti del trasformatore deve essere maggiore o uguale alla distanza di isolamento fase – terra (N).

I trasformatori in resina possono essere installati, senza particolari accorgimenti, nello stesso locale con i quadri di media e bassa tensione. Nel caso di più trasformatori in resina di classe F1 nello stesso locale, non sono prescritte particolari precauzioni contro gli incendi, né provvedimenti per la loro separazione.

Una separazione tra i trasformatori, mediante pareti di materiale incombustibile è comunque vantaggiosa, perché permette di accedere in sicurezza a ciascuna unità, mantenendo le altre in servizio. Gli involucri di protezione ostacolano la libera circolazione dell'aria, il che potrebbe portare al declassamento della potenza del trasformatore.

Le ditte costruttrici hanno pertanto adottato, per potenze fino a 2500 kVA, opportuni accorgimenti che creano all'interno degli involucri le stesse condizioni ambientali che si avrebbero in assenza del contenitore. Tali condizioni devono essere garantite dal costruttore del trasformatore, che generalmente è anche fornitore dell'involucro. L'accesso all'involucro di protezione, necessario per le normali operazioni di ispezione e di manutenzione, deve essere effettuato con l'impianto fuori servizio e in sicurezza. A tal fine, un sistema di interblocco a chiave con gli organi di sezionamento, oppure l'impiego di pannelli avvitati asportabili solo con l'uso di attrezzi, contribuiscono ad aumentare la sicurezza degli operatori contro i contatti diretti.

### *Pulsanti di sgancio della cabina*

Il pulsante di sgancio collocato in corrispondenza della porta di accesso di una cabina MT/BT non è obbligatorio; esso solitamente comanda l'apertura del dispositivo generale della cabina stessa e lascia in tensione la parte di impianto che si trova a monte di questo dispositivo. A meno di evitare



altri accorgimenti, il pulsante di sgancio potrebbe indurre ad erronee conseguenze, ad esempio in caso di incendio.

È richiesto che la funzione del comando di emergenza sia chiaramente segnalata installando presso il medesimo un idoneo cartello, recante la scritta "interruttore generale, attivare in caso d'emergenza" o un'altra scritta simile.

Per il collegamento del pulsante di sgancio è bene utilizzare una conduttura in cavo e in tubo protettivo. È fondamentale che il comando sia efficiente, e per questo si usano principalmente due sistemi:

- Bobina a minima tensione;
- Bobina a lancio di corrente con segnalazione ottica dell'integrità del circuito.

Per il comando a lancio di corrente è opportuno che sia presente un gruppo di continuità statico UPS per l'alimentazione in emergenza dei circuiti di sgancio (tale gruppo sarà utilizzabile anche per la strumentazione della centralina dei trasformatori e per la visualizzazione permanente in caso di black-out, ecc.).

## **A.5.a.16 Protezione contro i fulmini**

L'impianto in progetto sarà soggetto a periodica manutenzione che comporta, pertanto, la presenza occasionale del personale addetto. Secondo il decreto Legislativo 81/2008, quindi, il datore di lavoro alla denuncia all'ASL/ARPA e all'ISPESL dei dispositivi di collegamento a terra e di dispersione delle scariche atmosferiche e alla verifica periodica degli stessi da parte dell'ASL/ARPA, o di un organismo abilitato, secondo l'art. 4 dello stesso decreto.

### **A.5.a.16.1 Protezioni contro le tensioni di passo e contatto**

Con il collegamento delle strutture metalliche all'impianto di terra dei prefabbricati si crea una situazione di equipotenzialità tale da evitare l'insorgere di pericolose tensioni di passo e contatto.

### **A.5.a.16.2 Protezioni delle apparecchiature da sovratensioni**

Sono previste idonee protezioni contro le sovratensioni, sia per il lato in corrente continua, con scaricatori di sovratensioni su ogni campo fotovoltaico, sia sul lato in corrente alternata.

### **A.5.a.16.3 Impianto di terra**

#### *Realizzazione dell'impianto di terra*

L'impianto di terra della cabina sarà realizzato con un anello perimetrale in corda di rame nudo e ai quattro vertici verranno posti dei picchetti in acciaio zincato di lunghezza 2 m completi di collare per il fissaggio della corda di rame. È opportuno che siano presi tutti i provvedimenti per limitare gli effetti della corrosione con particolare attenzione agli accoppiamenti di metalli diversi. Il terreno di riempimento intorno al dispersore dovrà essere del tipo vegetale e non contenere materiale di risulta.



L'impianto di terra realizza il collegamento equipotenziale di tutte le parti metalliche. La sezione dei conduttori equipotenziali principali sarà maggiore o uguale a metà di quella del conduttore di protezione principale di sezione maggiore, con un minimo di 6 mm<sup>2</sup>.

L'impianto di dispersione sarà costituito da dispersori a puntazza di acciaio zincato  $l = 2$  m e da treccia di rame nuda  $S = 50$  mm<sup>2</sup>.

Andrà realizzato il collegamento a terra delle strutture metalliche.

Gli impianti di terra delle strutture prefabbricate sono tutti tra essi collegati e da questi alle strutture metalliche dell'impianto, anch'esse connesse a terra. Si crea, in tal modo, una unica maglia equipotenziale comune a tutto l'impianto, tale da evitare l'insorgere di tensioni pericolose di passo e di contatto.

Al conduttore di protezione dell'impianto di terra andranno collegate tutte le masse metalliche che, per cedimento dell'isolamento, potrebbero assumere il potenziale dell'impianto (tubazioni, canaline, cassette e scatole metalliche, carcasse dei quadri elettrici).

#### *Verifica dell'impianto di terra*

Conoscendo la massima corrente di guasto a terra  $I_f$  e il tempo di eliminazione del guasto a terra  $t_f$  richiesti dall'ente distributore, e quindi il valore di contatto  $U_{tp}$  ammissibile in relazione al tempo di intervento delle protezioni (tabella C.3 della CEI 11-1), si può calcolare il massimo valore della resistenza di terra ammissibile.

Se la massima tensione di contatto rientra nei limiti  $U_t \leq U_{tp}$  l'impianto di terra è considerato idoneo, altrimenti bisogna intervenire per riportare la tensione di contatto entro i limiti di sicurezza.

Se nei locali saranno presenti lavoratori subordinati anche solo stagionali si fa presente che si dovrà procedere alla verifica dell'impianto di terra e alla denuncia all'ISPESL e all'ASL/ARPA.





# **ALLEGATO 1: risultati simulazione parco FV** **con software PVSYST**



PVSYST V6.88		15/11/21	Page 1/7
16,24 MW_JaSolar600			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Project :</b>	<b>Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm</b>		
<b>Geographical Site</b>	<b>Grottole (MT)_sito esatto</b>	<b>Country</b>	<b>Italy</b>
<b>Situation</b>	Latitude	40.57° N	Longitude 16.40° E
Time defined as	Legal Time	Time zone UT+1	Altitude 120 m
	Albedo	0.20	
<b>Meteo data:</b>	<b>Grottole (MT)_sito esatto</b>	Meteonorm 7.2, Sat=100% - Synthetic	
<b>Simulation variant :</b>	<b>Grottole_16,24 MW_JaSolar600</b>		
	Simulation date	15/11/21 15h42	
	<b>Simulation for the</b>	<b>1st year of operation</b>	
<b>Simulation parameters</b>	System type	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Tracking plane, tilted Axis</b>	Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
Rotation Limitations	Minimum Phi	-60°	Maximum Phi 60°
	Tracking algorithm	Astronomic calculation	
<b>Backtracking strategy</b>	Nb. of trackers	135	Single array
	Tracker Spacing	4.90 m	Collector width 2.48 m
Inactive band	Left	0.02 m	Right 0.02 m
Backtracking limit angle	Phi limits	+/- 58.8° Ground cov. Ratio (GCR) 50.7 %	
<b>Models used</b>	Transposition	Perez	Diffuse Perez, Meteonorm
<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
<b>User's needs :</b>	Unlimited load (grid)		
<b>Grid power limitation</b>	Active Power	14.6 MW	Pnom ratio 1.358
<b>Power factor</b>	Cos(phi)	1.000 leading	Phi 0.0°
<b>PV Arrays Characteristics (2 kinds of array defined)</b>			
<b>PV module</b>	Si-mono	Model	<b>JAM78S30-600/GR</b>
Custom parameters definition	Manufacturer	JA Solar	
<b>Sub-array "SMA 3060"</b>			
Number of PV modules	In series	25 modules	In parallel 996 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	24900	Unit Nom. Power 600 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>14940 kWp</b>	At operating cond. 13641 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1020 V	I mpp 13375 A
<b>Sub-array "SMA 4000"</b>			
Number of PV modules	In series	25 modules	In parallel 326 strings
Total number of PV modules	Nb. modules	8150	Unit Nom. Power 600 Wp
Array global power	Nominal (STC)	<b>4890 kWp</b>	At operating cond. 4465 kWp (50°C)
Array operating characteristics (50°C)	U mpp	1020 V	I mpp 4378 A
<b>Total</b>	Arrays global power	Nominal (STC)	<b>19830 kWp</b>
		Module area	<b>92385 m²</b>
		Total	33050 modules
		Cell area	85174 m²
<b>Sub-array "SMA 3060" : Inverter</b>			
Custom parameters definition	Model	<b>Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim</b>	
Characteristics	Manufacturer	SMA	
Inverter pack	Operating Voltage	1003-1325 V	Unit Nom. Power 3067 kVA
	Nb. of inverters	4 units	Total Power 12268 kVA
			Pnom ratio 1.22



PVSYST V6.88		15/11/21	Page 2/7
16,24 MW_JaSolar600			
<b>Grid-Connected System: Simulation parameters</b>			
<b>Sub-array "SMA 4000" : Inverter</b>	Model	<b>Sunny Central 4000 UP_1.3</b>	
Custom parameters definition	Manufacturer	SMA	
Characteristics	Operating Voltage	880-1325 V	Unit Nom. Power 4000 kVA
Inverter pack	Nb. of inverters	1 units	Total Power 4000 kVA
			Pnom ratio 1.22
<b>Total</b>	Nb. of inverters	5	Total Power 16268 kVA
<b>PV Array loss factors</b>			
Array Soiling Losses		Loss Fraction	2.0 %
Thermal Loss factor	Uc (const) 29.0 W/m²K	Uv (wind)	0.0 W/m²K / m/s
Wiring Ohmic Loss	Array#1 1.3 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Array#2 3.9 mOhm	Loss Fraction	1.5 % at STC
	Global	Loss Fraction	1.5 % at STC
LID - Light Induced Degradation		Loss Fraction	2.0 %
Module Quality Loss		Loss Fraction	-0.8 %
Module Mismatch Losses		Loss Fraction	1.0 % at MPP
Strings Mismatch loss		Loss Fraction	0.10 %
Module average degradation	Year no 1	Loss factor	0.5 %/year
Mismatch due to degradation	Imp RMS dispersion 0.05 %/year	Vmp RMS dispersion	0.05 %/year
Incidence effect (IAM): User defined profile			
	0°	30°	50°
	60°	70°	75°
	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000
	1.000	0.985	0.943
		0.840	0.000
<b>System loss factors</b>			
AC loss, transfo to injection	Grid Voltage 30 kV		
	Wires: 3x2000.0 mm²	73676 m	Loss Fraction 1.5 % at STC
External transformer	Iron loss (24H connexion)	19493 W	Loss Fraction 0.1 % at STC
	Resistive/Inductive losses	461.7 mOhm	Loss Fraction 1.0 % at STC
Unavailability of the system	3.6 days, 3 periods		Time fraction 1.0 %



PVSYST V6.88	15/11/21	Page 3/7
--------------	----------	----------

16,24 MW\_JaSolar600

**Grid-Connected System: Horizon definition**

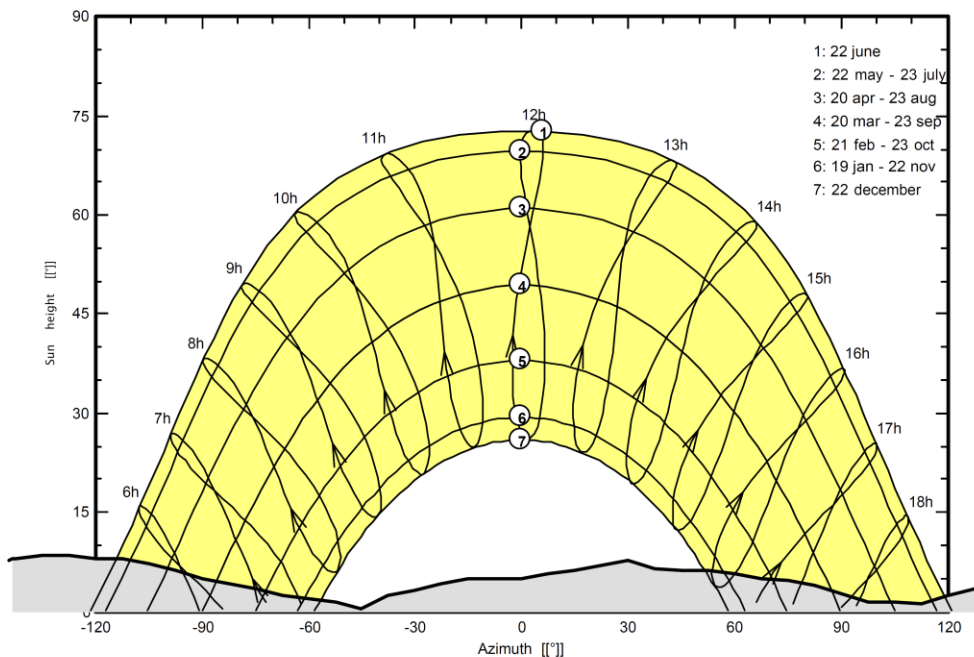
**Project :** Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm  
**Simulation variant :** Grottole\_16,24 MW\_JaSolar600  
 Simulation for the 1st year of operation

<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings	tracking, tilted axis, Axis Tilt 0°	
PV Field Orientation	Model	JAM78S30-600/GR	Axis Azimuth 0°
PV modules	Nb. of modules	33050	Pnom 600 Wp
PV Array	Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim	Pnom total	<b>19830 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 4000 UP_1.3	Pnom	3067 kW ac
Inverter	Nb. of units	5.0	Pnom total <b>16268 kW ac</b>
Inverter pack	Unlimited load (grid)	Cos(Phi)	1.000 leading
User's needs			

<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	Diffuse Factor	0.94
	Albedo Factor	100 %	Albedo Fraction	0.80

Height [°]	7.3	8.4	7.6	6.9	6.9	8.0	8.4	8.4	8.0	8.0	7.3	6.1
Azimuth [°]	-180	-173	-165	-158	-150	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-98
Height [°]	5.0	4.2	3.4	2.3	1.9	1.5	0.4	2.3	3.1	4.2	5.0	5.0
Azimuth [°]	-90	-83	-75	-68	-60	-53	-45	-38	-30	-23	-15	0
Height [°]	5.7	6.1	6.9	7.6	6.5	6.1	6.1	5.7	5.0	4.6	3.8	2.7
Azimuth [°]	8	15	23	30	38	45	53	60	68	75	83	90
Height [°]	1.5	1.5	1.1	2.3	3.4	3.8	4.6	5.7	6.5	6.9	7.3	7.3
Azimuth [°]	98	105	113	120	128	135	143	150	158	165	173	180

Horizon from PVGIS website API, Lat=40°34'26", Long=16°24'15', Alt=124m







PVSYST V6.88		15/11/21	Page 4/7
16,24 MW_JaSolar600			
<b>Grid-Connected System: Near shading definition</b>			
<b>Project :</b>	<b>Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>Grottole_16,24 MW_JaSolar600</b>		
	<b>Simulation for the 1st year of operation</b>		
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	JAM78S30-600/GR	Pnom 600 Wp
PV Array	Nb. of modules	33050	Pnom total <b>19830 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim		Pnom 3067 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP_1.3		Pnom 4000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total <b>16268 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		Cos(Phi) 1.000 leading
<b>Perspective of the PV-field and surrounding shading scene</b>			
<b>Iso-shadings diagram</b>			
<p>Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm</p> <p>Beam shading factor (linear calculation) : Iso-shadings curves</p> <p>Attenuation for diffuse: 0.000 and albedo: 0.000</p>			



PVSYST V6.88	15/11/21	Page 5/7
--------------	----------	----------

16,24 MW\_JaSolar600

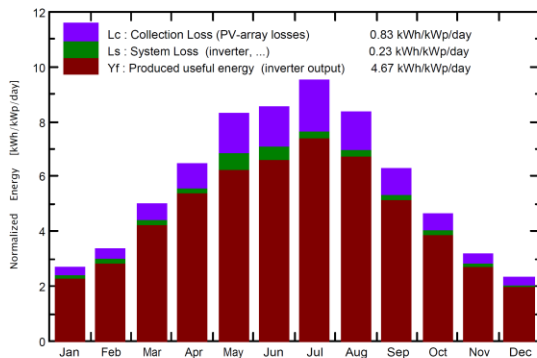
**Grid-Connected System: Main results**

**Project :** Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm  
**Simulation variant :** Grottole\_16,24 MW\_JaSolar600  
 Simulation for the 1st year of operation

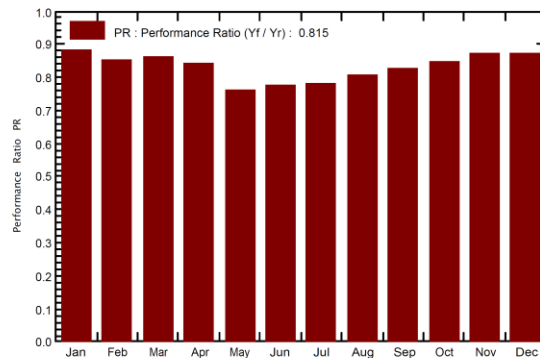
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	JAM78S30-600/GR	Pnom 600 Wp
PV Array	Nb. of modules	33050	Pnom total <b>19830 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim	Pnom	3067 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP_1.3	Pnom	4000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total <b>16268 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)		Cos(Phi) 1.000 leading

<b>Main simulation results</b>	<b>Produced Energy</b>	<b>33772 MWh/year</b>	Specific prod.	1703 kWh/kWp/year
System Production	Apparent energy	33772 MVAh	Perf. Ratio PR	81.54 %

Normalized productions (per installed kWp): Nominal power 19830 kWp



Performance Ratio PR

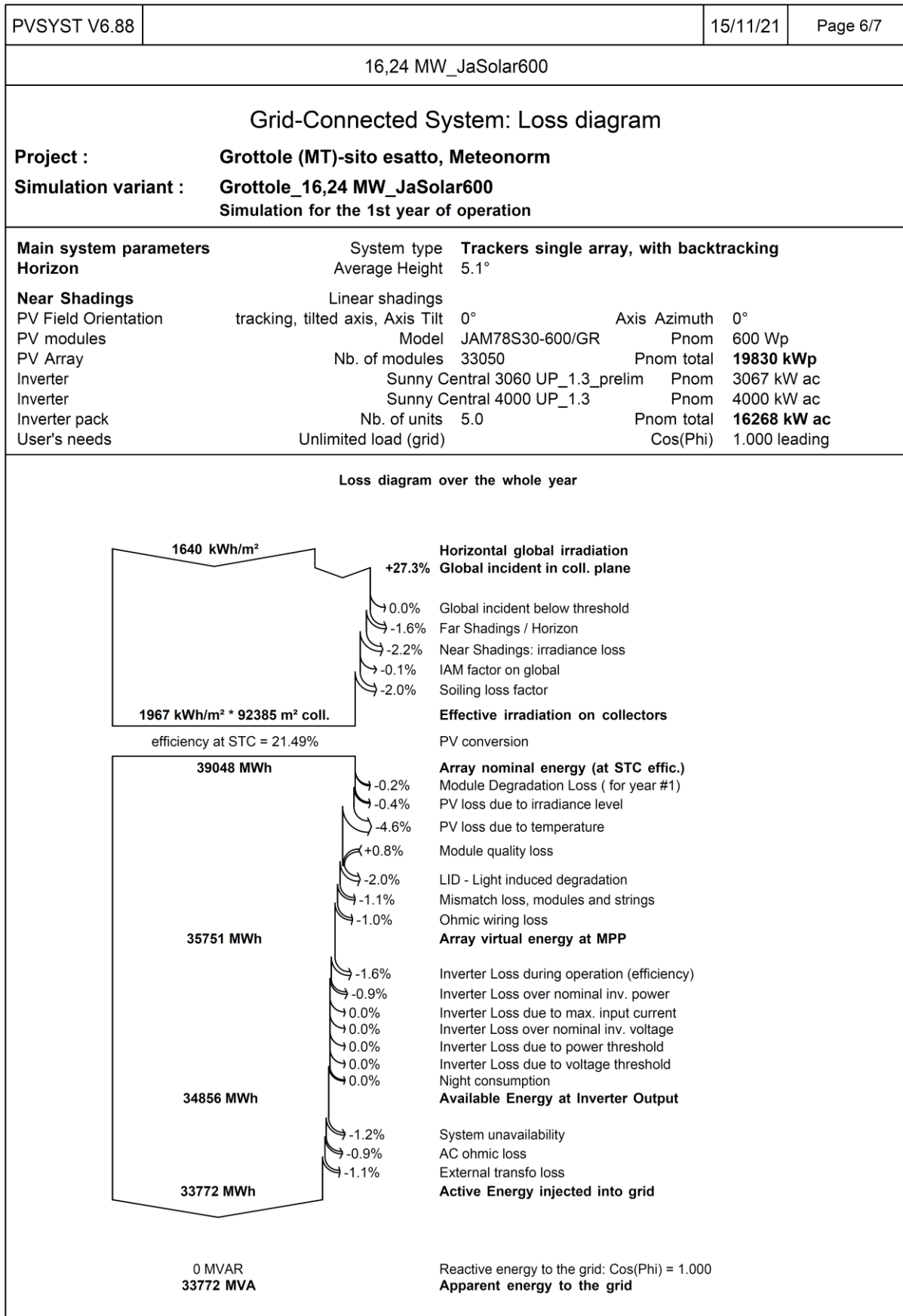


**Grottole\_16,24 MW\_JaSolar600**  
Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray MWh	E_Grid MWh	PR
January	63.4	27.88	8.65	82.7	77.5	1495	1441	0.879
February	74.9	33.50	9.00	94.0	88.2	1686	1589	0.852
March	123.1	54.91	11.71	154.6	145.1	2731	2635	0.860
April	155.1	69.96	14.43	193.5	181.8	3342	3224	0.840
May	202.3	71.09	19.93	256.5	241.9	4243	3859	0.759
June	206.1	89.26	23.92	255.9	239.6	4229	3940	0.776
July	228.7	69.19	27.06	293.6	277.5	4722	4557	0.783
August	200.1	62.57	26.55	258.8	245.5	4291	4142	0.807
September	145.4	52.15	21.52	187.6	177.1	3187	3077	0.827
October	111.2	38.55	18.14	143.7	135.7	2503	2416	0.848
November	74.2	28.98	13.33	96.0	90.4	1713	1654	0.869
December	55.9	25.21	10.14	71.8	66.9	1286	1238	0.869
Year	1640.3	623.24	17.08	2088.6	1967.2	35427	33772	0.815

Legends: GlobHor Horizontal global irradiation  
 DiffHor Horizontal diffuse irradiation  
 T\_Amb T. amb.  
 GlobInc Global incident in coll. plane  
 GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings  
 EArray Effective energy at the output of the array  
 E\_Grid Energy injected into grid  
 PR Performance Ratio









PVSYST V6.88		15/11/21	Page 7/7
16,24 MW_JaSolar600			
<b>Grid-Connected System: P50 - P90 evaluation</b>			
<b>Project :</b>	<b>Grottole (MT)-sito esatto, Meteonorm</b>		
<b>Simulation variant :</b>	<b>Grottole_16,24 MW_JaSolar600</b>		
	<b>Simulation for the 1st year of operation</b>		
<b>Main system parameters</b>	System type	<b>Trackers single array, with backtracking</b>	
<b>Horizon</b>	Average Height	5.1°	
<b>Near Shadings</b>	Linear shadings		
PV Field Orientation	tracking, tilted axis, Axis Tilt	0°	Axis Azimuth 0°
PV modules	Model	JAM78S30-600/GR	Pnom 600 Wp
PV Array	Nb. of modules	33050	Pnom total <b>19830 kWp</b>
Inverter	Sunny Central 3060 UP_1.3_prelim	Pnom	3067 kW ac
Inverter	Sunny Central 4000 UP_1.3	Pnom	4000 kW ac
Inverter pack	Nb. of units	5.0	Pnom total <b>16268 kW ac</b>
User's needs	Unlimited load (grid)	Cos(Phi)	1.000 leading
<b>Evaluation of the Production probability forecast</b>			
The probability distribution of the system production forecast for different years is mainly dependent on the meteo data used for the simulation, and depends on the following choices:			
Meteo data source	Meteonorm 7.2, Sat=100%		
Meteo data	Kind	TMY, multi-year	
Specified Deviation	Climate change	0.0 %	
Year-to-year variability	Variance	5.0 %	
The probability distribution variance is also depending on some system parameters uncertainties			
Specified Deviation	PV module modelling/parameters	1.0 %	
	Inverter efficiency uncertainty	0.5 %	
	Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %	
	Degradation uncertainty	1.0 %	
Global variability (meteo + system)	Variance	5.3 % (quadratic sum)	
Annual production probability	<b>Variability</b>	<b>1795 MWh</b>	
	<b>P50</b>	<b>33772 MWh</b>	
	<b>P90</b>	<b>31471 MWh</b>	
<b>Probability distribution</b>			