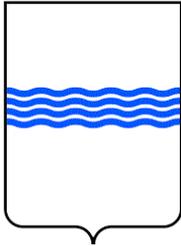


PROGETTO DI RIQUALIFICAZIONE EX ZUCCHERIFICIO SITO NELLA ZONA INDUSTRIALE DI MELFI (PZ) MEDIANTE REALIZZAZIONE DI IMPIANTO FOTOVOLTAICO DENOMINATO "FENIX" E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN

POTENZA NOMINALE 70 MW

REGIONE  
BASILICATA



PROVINCIA  
di POTENZA



COMUNE di  
MELFI



Località "Zona Industriale San Nicola di Melfi"

Scala:

Formato Stampa:

-

A4

## PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

A.5

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Progettazione:

Committenza:



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

Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)  
P.IVA 05885970656

Tel./fax: +39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it



**VERUS S.r.l.**

Via Della Tecnica, 18  
85100 Potenza (PZ)  
P.IVA 02059170767

Indirizzo pec: verus.srl@pec.it



Catalogazione Elaborato

PZ\_FNX\_A5\_RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO .pdf

PZ\_FNX\_A5\_RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO.doc

Data

Motivo della revisione:

Redatto:

Controllato:

Approvato:

Gennaio 2024

Prima emissione

LS

QV/AS

VERUS S.r.l.

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

## Sommario

<b>PREMESSA</b> .....	<b>2</b>
<b>NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO</b> .....	<b>3</b>
<b>DESCRIZIONE DEI DIVERSI ELEMENTI PROGETTUALI CON LA RELATIVA ILLUSTRAZIONE ANCHE SOTTO IL PROFILO ARCHITETTONICO</b> .....	<b>5</b>
<b> A  DESCRIZIONE ELEMENTI PROGETTUALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO</b> .....	<b>5</b>
I.    GENERATORE FOTOVOLTAICO .....	6
II.   INVERTER .....	8
III.  CABINA DI TRASFORMAZIONE (O DI CAMPO) .....	9
IV.  TRASFORMATORE.....	12
V.    CABINA DI CONSEGNA.....	13
VI.  STAZIONE DI TRASFORMAZIONE 150/30 KV .....	14
VII.  SERVIZI AUSILIARI .....	18
VIII. INFRASTRUTTURE ELETTRICHE.....	19
IX.  TRACKER.....	26
X.    SISTEMA DI SICUREZZA DEI TRACKER - ANEMOMETRO.....	27
<b>DIMENSIONAMENTO DELL’IMPIANTO</b> .....	<b>27</b>
<b> A  SITO DI INSTALLAZIONE</b> .....	<b>27</b>
<b> B  IRRAGGIAMENTO SOLARE DEL SITO</b> .....	<b>28</b>
<b> C  PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA</b> .....	<b>29</b>
<b> D  POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI</b> .....	<b>31</b>
<b>CRITERI DI SCELTA DELLE SOLUZIONI IMPIANTISTICHE DI PROTEZIONE CONTRO FULMINI, CON L’ INDIVIDUAZIONE E LA CLASSIFICAZIONE DEL VOLUME DA PROTEGGERE</b> .....	<b>34</b>
<b> A  SISTEMA DI PROTEZIONE DA FULMINAZIONI (SPD) DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI...</b>	<b>34</b>
<b> B  PROTEZIONE INTERNA DA FULMINAZIONE/PROTEZIONE DEI COMPONENTI ELETTRONICI</b> .....	<b>35</b>
<b>CONCLUSIONI</b> .....	<b>36</b>

## PREMESSA

---

Il presente elaborato è stato redatto allo scopo di descrivere i vari componenti che costituiscono l'impianto fotovoltaico, andando a giustificarne le soluzioni adottate, e ne individua e descrive il funzionamento complessivo; inoltre, si rappresentano gli esiti dello studio di fattibilità relativo all'impianto fotovoltaico proposto dalla VERUS SRL da realizzarsi in agro del comune di Melfi (PZ).

Il progetto di parco fotovoltaico prevede l'installazione di circa n°101'250 pannelli fotovoltaici aventi una potenza massima unitaria cadauno fino a 690 Wp. La potenza nominale totale installata massima per l'impianto risulta pari a 70 MWp.

I pannelli saranno collegati in serie fra loro a formare una stringa (n.30 ogni stringa), poi ogni n. 177 stringhe sono collegate ad un inverter, da questi ultimi alle cabine di trasformazione e successivamente alla cabina di consegna; la cabina di consegna a sua volta si connette, tramite cavo MT interrato, direttamente alla stazione utente 30/150 kV. Lo schema di allacciamento alla RTN prevede che il Vs. impianto venga collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Melfi".

A loro volta si distinguono in "Area Nord 1", "Area Nord 2", "Area Sud 1", "Area Sud 2" e sono prossime alla SP111; le quattro aree campo a destinazione industriale saranno delimitate da recinzione perimetrale e provviste di cancelli di accesso.

## NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

---

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione sarà realizzato in conformità alle vigenti Leggi/Normative tra le quali si segnalano, a titolo esemplificativo e non esaustivo, le seguenti principali:

- Legge 186/68. Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni ed impianti elettrici ed elettronici;
- D. Lgs 37/08. Norme per la sicurezza degli impianti;
- D.lgs. 81/08 Attuazione delle direttive CEE riguardanti il miglioramento della sicurezza e della salute dei lavoratori sul luogo di lavoro;
- DM 16 gennaio 1996. Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi;
- Circolare 4 luglio 1996. Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e dei sovraccarichi";
- CEI 0-2. Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici;
- CEI 0-3 Guida per la compilazione della documentazione per la Legge 46/90 – CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- Norma CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese di energia elettrica;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con PVC con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1550 V in corrente continua;
- CEI 81-10/1: Protezione contro i fulmini. Principi generali;
- CEI 81-10/2: Protezione contro i fulmini. Valutazione del rischio;
- CEI 81-10/3: Protezione contro i fulmini. Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone;
- CEI 81-10/4: Protezione contro i fulmini. Impianti elettrici ed elettronici nelle CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiegate di protezione e manovra per bassa pressione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfa numerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in Si cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua;
- CEI EN 60904-1 Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente;
- CEI EN 60904-2 Dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento;
- CEI EN 60904-3 Dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento;
- CEI EN 61727 Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo con la rete;
- CEI EN 61215 Moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo;
- CEI EN 61000-3-2 Compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase);
- CEI EN 60555-1 Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni;
- CEI EN 60439-1-2-3 Apparecchiature assiemate di protezione e manovra per bassa tensione;
- CEI EN 60445 Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico;
- CEI EN 60529 Gradi di protezione degli involucri (codice IP);
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici: Dati climatici;
- CEI EN 61724 Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici. Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

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

### |A| DESCRIZIONE ELEMENTI PROGETTUALI DEL PARCO FOTOVOLTAICO

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

- *Generatore fotovoltaico* costituito da circa n° 101'250 *pannelli fotovoltaici*, completi di cablaggi elettrici, di potenza nominale fino a 690 Wp;
- Impianto elettrico costituito da:

- ⊗ *Cavi elettrici* in corrente continua *BT* per:

- il collegamento delle stringhe (di pannelli fotovoltaici) agli inverter, i cavi sono cablati all'interno dei profili metallici costituenti la struttura di fissaggio dei moduli;
- il collegamento tra gli inverter e le cabine di trasformazione;

- ⊗ *Cavidotto interrato in MT a 30 kV* di collegamento tra le cabine di trasformazione e da queste ultime alla cabina di consegna e poi alla stazione di trasformazione 150/30 kV;

- ⊗ *Una stazione di trasformazione 150/30 kV* completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);

- ⊗ *Un elettrodotto a 150 kV* di collegamento in antenna dalla stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 380/150 kV di Terna Spa, per la connessione del parco fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

- Opere civili di servizio, costituite principalmente dall'eventuale struttura di fondazione dei pannelli, dalle opere di viabilità e cantierizzazione e dai cavidotti.

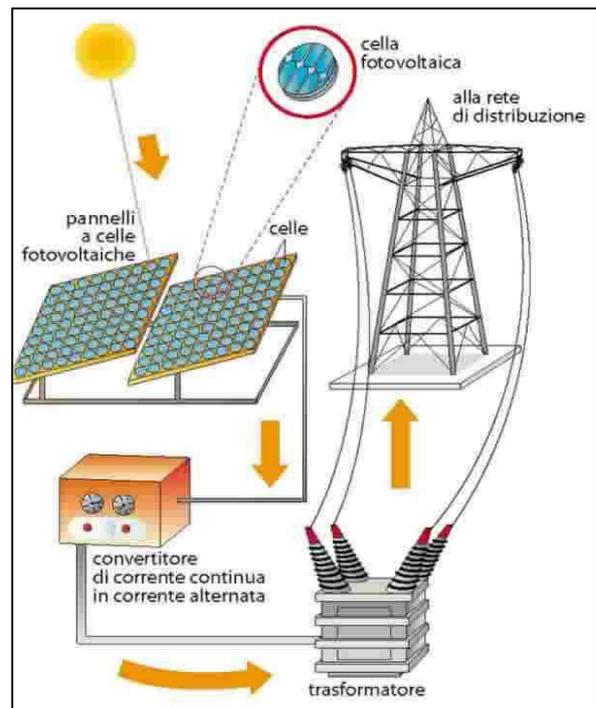


Figura 1: Schematizzazione impianto fotovoltaico

## I. Generatore fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è l'elemento responsabile dell'intercettazione della luce solare e dunque l'elemento che trasforma l'energia solare in energia elettrica: esso rappresenta dunque il primo elemento essenziale del campo fotovoltaico. Il generatore si costituisce di una serie di stringhe formate a loro volta da un insieme di pannelli; i pannelli sono costituiti da un insieme di moduli. La cella fotovoltaica rappresenta l'unità minima indivisibile costituente il generatore (Figura 2).

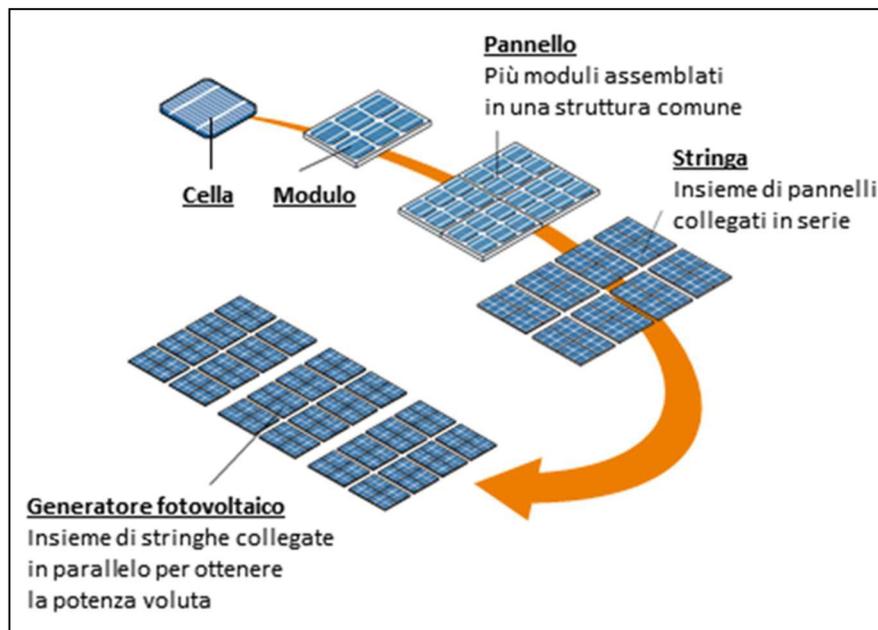


Figura 2: Unità elementari del generatore fotovoltaico

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

I moduli previsti nel presente progetto hanno una potenza fino a 690 Wp aventi dimensioni pari a 2384x 1303 x 33 mm con standard qualitativo conforme alla norma IEC 61215:2016 - IEC 61730:2016 & Factory Certified product ISO9001:2015 - ISO14001:2015 - ISO45001:2018. I moduli disposti in serie vanno a costituire una stringa fotovoltaica; più stringhe collegate in serie costituiscono la vela o generatore fotovoltaico.

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

□ . . . □ . . . □ . . . □ . . . □

Le caratteristiche principali dei pannelli utilizzati, illustrate nella scheda tecnica, sono riportate nella Tabella 1 sottostante:

SPECIFICATIONS										
Module Type	JKM560M-7RL4-TV		JKM565M-7RL4-TV		JKM570M-7RL4-TV		JKM575M-7RL4-TV		JKM580M-7RL4-TV	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax)	560Wp	417Wp	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.65V	40.63V	43.77V	40.74V	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V
Maximum Power Current (Imp)	12.83A	10.26A	12.91A	10.32A	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.85V	49.88V	52.97V	50.00V	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V
Short-circuit Current (Isc)	13.51A	10.91A	13.59A	10.98A	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A
Module Efficiency STC (%)	20.48%		20.67%		20.85%		21.03%		21.21%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

Tabella 1 - Caratteristiche modulo fotovoltaico

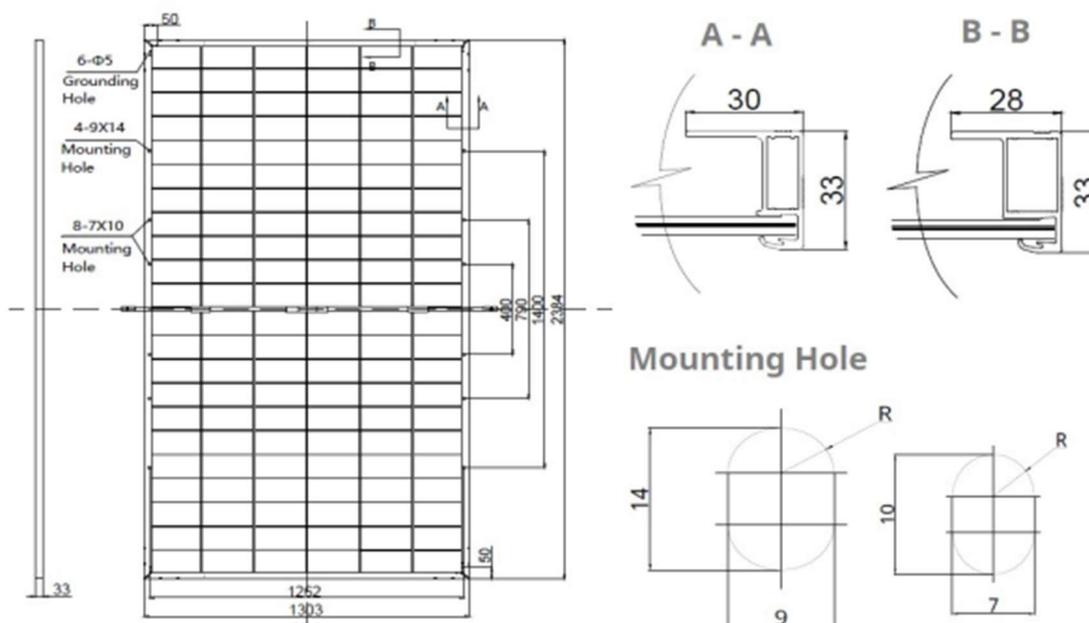


Figura 3: pannello FV fino a 690 Wp con dimensioni 2384 x 1303 x 33 mm

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

I pannelli fotovoltaici sopra descritti sono collegati in serie in numero di 30 a formare una stringa per una potenza di circa 20'700 Wp, quest'ultima sarà ancorata e sorretta da una struttura metallica caratterizzata da tecnologia ad inseguimento (tracker); nel nostro caso, considerando un sottocampo, si avranno circa n.177 stringhe e n.1 inverter, in totale per l'intero impianto vi saranno circa n.3363 stringhe e n.19 inverter.

0L'energia prodotta alle stringhe fluisce attraverso un sistema collettore composto da cavi conduttori ubicati sul retro della struttura.

*La scelta del pannello è puramente semplificativa per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva.*

---

## II. Inverter

---

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

L'inverter è costituito da una sezione in CC, in cui sono alloggiati gli ingressi in CC provenienti dai tracker (stringhe) ed un sezionatore di protezione, che a seguito della conversione dell'energia in CA vede l'uscita di linee di collegamento in BT verso la cabina di campo. Tali linee di collegamento in BT di uscita, andranno poi a confluire nelle platee attrezzate in cui saranno posizionati i quadri di parallelo per il collegamento alle cabine di trasformazione. A conversione avvenuta infatti, la tensione in BT viene consegnata, a mezzo di cavidotto interrato in BT, alla cabina di trasformazione o di campo dove il trasformatore provvede ad eseguire una elevazione a 30 kV.

I convertitori utilizzati per il campo fotovoltaico in esame sono gruppi statici trifase, costituiti da n.18 ingressi (di cui n.9 "+" e n.9 "-") per un collegamento massimo di n.9 inseguitori indipendenti per ogni inverter.

L'efficienza massima dell'inverter è del 98.7% con n° 12 MPPT indipendenti che consentono una riduzione delle perdite e dei mismatching delle stringhe: ciascuna stringa, sorretta dal tracker, è collegata ad uno degli ingressi indipendenti dell'inverter di modo che ciascuna di essa sia indipendente in quanto ad esposizione (ed orientamento) e in modo che in caso di blocco o disallineamento di 1 tracker gli effetti non si ripercuotano sugli altri.

La potenza complessiva nominale collegata a ciascun inverter è pari circa a 3,75 MW.

L'inverter scelto presenta n.18 ingressi (di cui n.9 "+" e n.9 "-") per un collegamento massimo di n.9 inseguitori indipendenti per ogni inverter, aventi la funzione di ottimizzare, mediante un algoritmo interno, la produzione di energia da ciascun ingresso.

Gli inverter vengono posizionati:

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

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

La scelta dell'inverter appena descritto è puramente semplificativa, per cui per maggiori dettagli a riguardo si rimanda in ogni caso alla fase di progettazione esecutiva, in cui per esigenze di mercato si potrebbe far ricorso ad un altro modello ma con caratteristiche del tutto simili a quelle del modello appena menzionato.

---

### III. Cabina di trasformazione (o di campo)

---

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

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

- ⊗ *quadri elettrici di parallelo inverter* per il raggiungimento della potenza nominale di cabina e per la protezione con fusibile di ogni singolo arrivo;
- ⊗ *trasformatori di cabina* necessari alla elevazione della tensione dai valori di uscita degli inverter (400 V) al valore di tensione di distribuzione (30 kV);
- ⊗ *quadri in MT* per la protezione e il trasporto dell'energia d'impianto fino alla sottostazione di elevazione;
- ⊗ *armadi servizi ausiliari* per alimentare i servizi di cabina; i servizi ausiliari dell'impianto sono derivati da un trasformatore dedicato connesso alla linea di distribuzione MT a 30 kV interna al campo; in caso di necessità può essere richiesta, ad E-Distribuzione, una connessione in prelievo in BT;

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

- ☉ *armadi di misura dell'energia elettrica prodotta e armadi di controllo* contenenti tutte le apparecchiature in grado di monitorare le sezioni di impianto;
- ☉ *quadri di servizio*, per la gestione dei segnali e il controllo delle varie sezioni di campo.

L'alimentazione del sistema di controllo è provvista di gruppi di continuità (UPS<sup>1</sup>) dedicati. Per esigenze di conformazione orografica e per semplificazione nell'installazione dei cavi di cablaggio il campo fotovoltaico viene suddiviso in sotto-campi o *sezioni* ognuno dei quali avrà la propria cabina o box di campo.

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

Per il progetto in esame si prevedono n°19 sezioni o sotto-campi ciascuno dei quali della potenza di circa 3,7 MWp; per ogni sezione è prevista una cabina di campo o trasformazione. La cabina di campo è composta da n°1 trasformatore della potenza nominale di circa 4500 kVA, a cui è collegato n°1 inverter.

Su ciascun trasformatore, installato nella cabina di campo, viene generalmente installata la protezione sia sul lato BT a 400 V che sull'uscita in MT a 30 kV.

La connessione tra le cabine di campo, aventi potenza complessiva di circa 3,7 MWp cadauna, è realizzata attraverso linee interrato in entra-esci da ciascuna sezione, fino alla cabina di consegna situata nel punto di ingresso al campo fotovoltaico (da cui parte la linea di consegna MT alla stazione utente).

Anche per le cabine di trasformazione viene predisposto un sistema di monitoraggio che possa supervisionare in tempo reale i trasformatori, i quadri MT e i pannelli LV, raccogliendo online i parametri elettrici; viene inoltre predisposto anche il controllo remoto degli interruttori del pannello LV e dell'interruttore MT.

Il modello di inverter utilizzato è il Siemens-Gamesa Proteus SERIES (o similare), un inverter fotovoltaico trifase completamente automatizzato.

L'inverter è collegato da un lato ai pannelli, da cui riceve l'energia prodotta in CC, e dall'altro alla rete elettrica, in cui immette la corrente trasformata in CA. Il modello in questione rimane in standby ogni volta che la potenza del pannello è inferiore a circa lo 0,5% di quella nominale (in queste condizioni è disconnesso dalla rete). Il sistema è dotato di interfacce standardizzate, in modo da poter essere facilmente installato,

---

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

e di moduli IGBT a 2 livelli per tensioni di ingresso fino a 1.500 V (CC), così da garantire perdite minime.

Si riportano di seguito i principali vantaggi dell'utilizzo del "Siemens-Gamesa Proteus SERIES":

- ☉ Progettato con materiali top di gamma di ultima generazione, che garantiscono un'elevata durabilità e bassi costi di manutenzione;
- ☉ Efficienza certificata al 99,4% dal produttore;
- ☉ Design compatto che consente di ridurre il numero di elementi da installare nel parco, con un conseguente abbattimento dei costi (acquisto, trasporto ed installazione);
- ☉ Flessibilità sulle possibili configurazioni, in quanto è garantita la compatibilità con trasformatori di potenza variabile dai 3,75 MVA ai 4,5 MVA.

Di seguito si riporta un esempio di diagramma della "Siemens-Gamesa Proteus PV" - Figura 4.

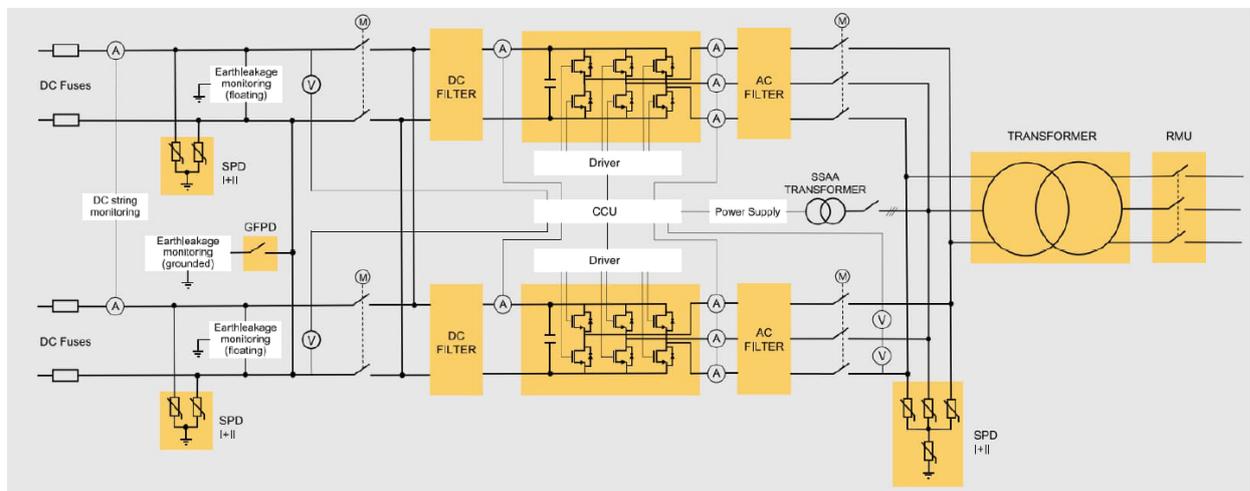


Figura 4: Esempio di diagramma della "Siemens-Gamesa Proteus PV"

#### IV. Trasformatore

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

I trasformatori, dunque, sono responsabili dell'elevazione da BT a MT; quelli impiegati nel campo fotovoltaico in esame sono in totale N° 19 e della potenza di circa 4500 kVA.

Ve ne sono due tipologie:

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

Le caratteristiche principali dei trasformatori trifase immersi in olio minerale impiegati sono esposti nella Tabella 2.

Gruppo Vettoriale	Dyn11
Frequenza	50 Hz
Tipo di Raffreddamento	ONAN
Potenza nominale servizio continuativo	4169 kVA a 50°; 4400 kVA a 40°
Massima potenza in AC	4400 kVA a 40°
Tensione nominale	35 kV
Max corrente ingresso nominale	2 x 3.960 A
Max tensione di ingresso	1100V
Collegamento trasformatore	Stella + Triangolo
Classe di isolamento	34kV
Classe ambientale, clim, comp. al fuoco	E2-C2-F1
Tensione di CC	6.5%
Po(W)	2100
Pk(W) 120°	13000
Pk(W) 75°	11600
Norme	IEC 60076

Tabella 2: Caratteristiche del trasformatore trifase immerso in olio minerale

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

Viene inoltre riportato un possibile schema di collegamento del trasformatore e delle relative protezioni in Figura 5.

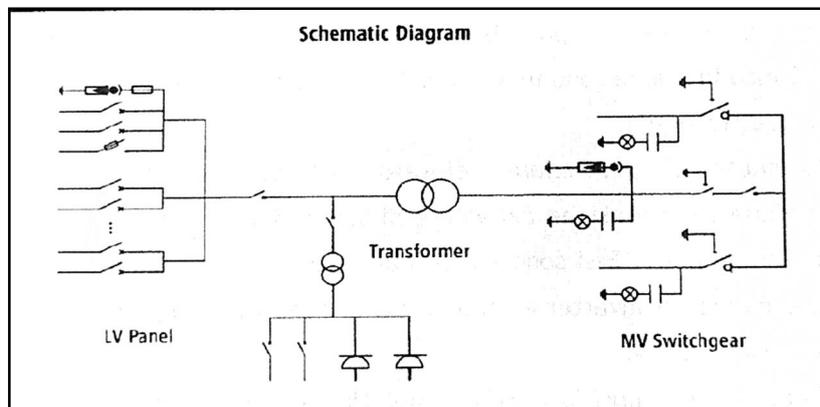


Figura 5: Schema di un possibile collegamento del trasformatore e delle relative protezioni

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

## V. Cabina di consegna

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

All'interno sono ubicati i quadri di sezionamento e di protezione delle varie sezioni di impianto ma anche le celle di MT, il trasformatore MT/BT ausiliari, l'UPS<sup>2</sup>, il rack dati, la centralina antintrusione, gli apparati di supporto e controllo dell'impianto di generazione ed il QGBT<sup>3</sup> ausiliari e il locale misure con i contatori dell'energia scambiata.

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

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

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

<sup>3</sup> QGBT - Quadro Generale di Bassa Tensione.

---

## VI. Stazione di trasformazione 150/30 KV

---

Per il parco fotovoltaico proposto dalla VERUS SRL, ed ubicato in agro del Comune di Melfi (PZ) il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Melfi".

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

### Descrizione della struttura

La stazione occupa un'area di circa 2'025 m<sup>2</sup> circa ed è ubicata nel Comune di Melfi (PZ) precisamente sulla porzione di terreno identificato al NCT al Foglio 16, p.lla 445.

La stazione sarà collegata alla strada comunale esistente con un accesso di larghezza adeguata a consentire il transito agli automezzi necessari per la costruzione e la manutenzione periodica. È inoltre previsto un ingresso pedonale indipendente al locale di misura.

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

La recinzione della stazione sarà di tipo aperto, costituita da un muretto di base d'altezza circa 50 cm su cui saranno annegati dei manufatti distanziati tra loro come a formare i denti di un pettine. L'altezza complessiva della recinzione sarà pari a circa 2,50 m.

### Descrizione dell'impianto

L'impianto di utenza è principalmente costituito da:

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

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

### Strade

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

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

La viabilità da realizzare ex-novo consiste in una limitata serie di brevi tratti di strade in misura strettamente necessaria al fine di raggiungere agevolmente il campo fotovoltaico ove saranno installati i pannelli fotovoltaici. Questi avranno una larghezza massima di 5 m e saranno realizzati seguendo l'andamento topo-orografico del sito, riducendo al minimo eventuali movimenti di terra ed utilizzando come sottofondo materiale calcareo pietroso, rifinandole con doppio strato di pietrisco (tout-venant di cava o altro materiale idoneo).

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

Tali interventi saranno progettati in modo tale da apportare un miglioramento dello stato attuale delle strade.

La viabilità di servizio di una futura costruzione sarà realizzata esclusivamente con materiali drenanti. Non si prevede la finitura con pavimentazione stradale bituminosa. Sagome e pendenze delle strade saranno "adattate" e livellate per consentire il transito dei mezzi di trasporto, senza peraltro modificarne posizione e dimensione rispetto a quelle attuali. Il materiale stabilizzato necessario per l'adeguamento delle strade verrà approvvigionato da idonei fornitori localizzati nelle immediate vicinanze all'impianto (tout-venant stabilizzato da impianti di cava etc.) ed ove possibile si provvederà al riutilizzo del materiale proveniente dagli scavi (se idoneo).

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

## Opere civili stazione elettrica

### *Fabbricati*

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

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

La struttura dell'edificio potrà essere realizzata in cemento armato (c.a.) o in pannelli di cemento armato precompresso (c.a.p.) o, in alternativa, con struttura portante (pilastri, travi) realizzata in c.a. e con le pareti di tamponamento realizzate con struttura tradizionale in laterizi o manufatti in cemento, con interposti adeguati materiali isolanti. Il tutto, comunque, nel rispetto della normativa di buona costruzione vigenti per le zone sismiche 1 quale quella del Comune di Melfi (PZ). Soluzione alternativa, alla realizzazione dell'edificio in muratura, è l'installazione di una cabina prefabbricata (shelter) metallica ad uso stazione utente, completa di tutti i sistemi necessari e rispondenti alle specifiche dettate da Terna S.p.A.

### *Preparazione del terreno della stazione e recinzioni*

L'area di realizzazione della stazione di trasformazione 30/150 kV presenta un'orografia piuttosto pianeggiante. Sarà perciò necessario soltanto un minimo intervento di regolarizzazione con movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

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

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

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

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

### ***Strade e piazzali***

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

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

### ***Smaltimento acque meteoriche e fognarie***

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

### ***Ingressi e recinzioni***

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

### ***Illuminazione***

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

---

## VII. Servizi Ausiliari

---

Il sistema BT servizi ausiliari, caratterizzato da tensione nominale 400 V 3F+N, è alimentato direttamente dal sistema di distribuzione in MT con un trasformatore dedicato ed integrato da un gruppo elettrogeno di emergenza che assicuri l'alimentazione dei servizi essenziali in caso di mancanza di tensione alle sbarre dei quadri principali BT.

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

### Sistema di Illuminazione

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

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

### Sistema di Videosorveglianza

Il sistema di videosorveglianza consiste in:

- ☉ *telecamere* di tipo professionale fisse o mobili con led IR di modo da avere una chiara visione anche di notte. Le telecamere fisse sono quelle che generalmente vengono poste sui pali del sistema di illuminazione per il monitoraggio del perimetro; mentre quelle motorizzate (PTZ<sup>4</sup>) sono ubicate in corrispondenza dei punti più critici quali cabine elettriche e punti di accesso;
- ☉ *sensori di movimento*, connessi alle telecamere;
- ☉ *sistema di controllo in remoto*.

In centrale, dunque, vi sarà del personale addetto al controllo dei monitor sul quale verrà visualizzato uno stato di allarme qualora i sensori di movimento si attivino.

---

<sup>4</sup> PTZ: Pan - movimento orizzontale, Tilt - movimento verticale e Zoom

---

## VIII. Infrastrutture elettriche

---

Le parti principali costituenti l'impianto elettrico sono:

- ⊗ l'unità di produzione di energia elettrica ossia il *generatore fotovoltaico* (descritto alla Pagina 6 della presente relazione);
- ⊗ i collegamenti in *cavo elettrico interrato* dai pannelli sino alla stazione 150/30 kV;
- ⊗ la *stazione elettrica di trasformazione* 150/30 kV;
- ⊗ il *collegamento*, a 150 kV, di suddetta stazione di trasformazione alla Stazione Elettrica 150 kV di Terna, per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN).

### Opere elettriche di collegamento dai pannelli fotovoltaici sino alla SE

L'impianto fotovoltaico da realizzare in agro del Comune di Melfi (PZ) è costituito da n.101'250 pannelli fotovoltaici circa; il sistema collettore, costituito da cavi elettrici in BT e che trasporta l'energia elettrica in CC prodotta dai pannelli, viene allocato sul retro della struttura che sorregge i pannelli.

Il sistema collettore in BT appena menzionato convoglia l'energia elettrica verso gli inverter centralizzati (uno per ciascuno dei 19 sotto-campi elettrici), i quali svolgono la trasformazione dell'energia elettrica da CC in CA.

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

Dalla stazione utente 30/150 kV partirà un collegamento, mediante cavidotto, ad AT con la stazione di "Melfi".

Gli elettrodotti (dorsali) costituiti da cavi interrati sia in BT che in MT si svilupperanno all'interno dell'area di impianto; il percorso di ciascuna dorsale è stato studiato in modo da sfruttare unicamente il percorso di strade e tratturi esistenti e le nuove strade di accesso al campo, non attraversando in nessun punto i terreni agricoli.

Nel progetto in esame le dorsali da 30 kV si sviluppano all'interno del Comune di Melfi (PZ); i tracciati delle dorsali in progetto sono riportati nella Tav. A.12.b.3, mentre lo schema elettrico nella Tav. A.12.b.6.



### Descrizione del tracciato

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

Tale tracciato avrà una lunghezza complessiva di circa 6.5 km (considerando il solo cavidotto esterno), ricadente nel Comune di Melfi (PZ).

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

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

Il collegamento in cavo in esame segue l'andamento delle strade comunali e sub comunali presenti nel sito.

I cavidotti interni sono suddivisi in 5 diverse tipologie di posa, come da Figura 6, a seguito e come riportato in dettaglio sulla Tav. A.12.a.17, mentre il cavidotto esterno, che collega le cabine di consegna alla stazione d'utenza, ha una lunghezza di circa 6 km.

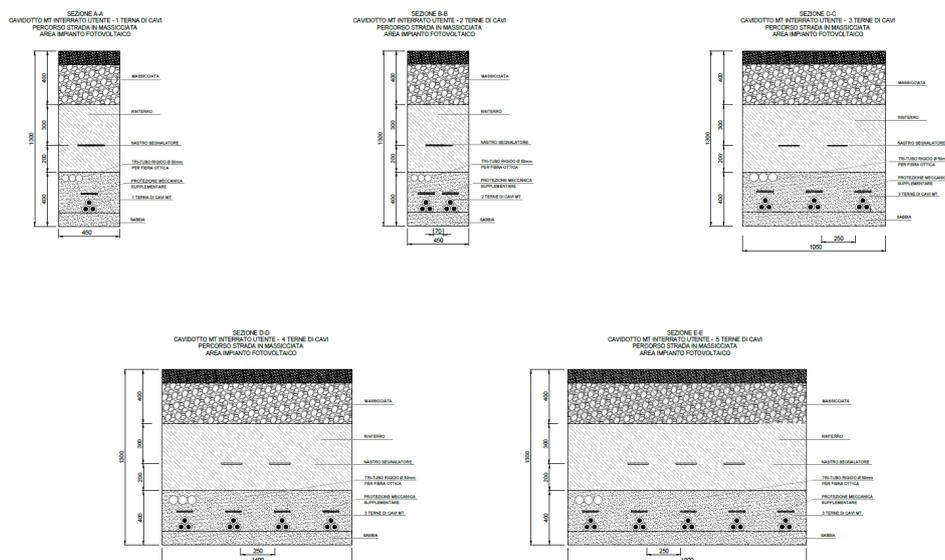


Figura 6 - Differenti tipologie di posa del cavidotto

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

Per il parco fotovoltaico proposto dalla società Verus SRL, ed ubicato in agro del Comune di Melfi (PZ), il Gestore prescrive che l'impianto debba essere collegato in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Melfi".

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

### **Modalità di posa**

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

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

### **Modalità di posa dei cavi MT**

#### ***Posa dei cavi direttamente interrati***

I cavi elettrici, rispetto ai piani finiti di strade o piazzali o alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità di circa 1,2 m. I cavi saranno posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso (pezzatura massima: 5 mm) di circa 30 cm, su cui saranno posati i tegoli o le lastre copri cavo. Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

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

- ⊗ scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicato nel documento;
- ⊗ posa dei conduttori e fibre ottiche;
- ⊗ reinterro parziale con sabbia vagliata;
- ⊗ posa dei tegoli protettivi;
- ⊗ reinterro con terreno di scavo;
- ⊗ inserimento nastro per segnalazione tracciato.

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

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

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

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

La bobina sarà collocata in prossimità dell'ingresso della tubazione, con asse di rotazione perpendicolare all'asse longitudinale della tubazione stessa ed in modo che lo svolgimento del cavo avvenga dalla parte inferiore della bobina. Il tiro dovrà essere effettuato mediante un argano, dotato di frizione regolabile, disposto il più vicino possibile al luogo di arrivo della tratta da posare. È necessario evitare che il cavo, nel passaggio fra bobina e tubo, venga assoggettato a piegature o a sforzi di torsione. L'applicazione del tiro deve avvenire in maniera graduale e per quanto possibile continuo, evitando le interruzioni. Gli sforzi di tiro non devono determinare scorrimenti tra conduttori e gli isolanti del cavo; a tal fine dovranno essere utilizzate metodologie atte a scaricare i momenti torcenti che si sviluppano durante il tiro. Lo svolgimento del cavo deve avvenire mediante rotazione meccanica o manuale della stessa. È vietata la rotazione della bobina tramite il tiro del cavo stesso al fine di evitare anomale sollecitazioni del cavo. Appositi rulli di scorrimento dovranno essere utilizzati al fine di evitare che durante l'introduzione il cavo strisci contro spigoli metallici (es. telai dei chiusini) o di cemento (es. imboccatura di polifore, pozzetti, canalette ecc.). Al fine di limitare il più possibile il numero di giunzioni lungo il percorso saranno stese tratte di cavo di lunghezza massima possibile soddisfacendo comunque le prescrizioni di tiro massimo.

### ***Posa diretta in trincea***

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

- ☉ *a bobina fissa*:
  - ▲ da adottare quando il percorso in trincea a cielo aperto è intercalato con percorsi in tubazioni e quando il percorso è prevalentemente rettilineo o con ampi raggi di curvatura;

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

- ▲ la bobina deve essere posta sull'apposito alzabobine, con l'asse di rotazione perpendicolare all'asse mediano della trincea e in modo che si svolga dal basso;
- ▲ Sul fondo della trincea devono essere collocati, ad intervalli variabili in dipendenza del diametro e della rigidità del cavo, i rulli di scorrimento. Tale distanza non deve comunque superare i 3 metri.

☉ a *bobina mobile*:

- ▲ da adottare quando il percorso si svolge tutto in trincea a cielo aperto. Il cavo deve essere steso percorrendo con il carro portabobine il bordo della trincea e quindi calato manualmente nello scavo.

L'asse del cavo posato nella trincea deve scostarsi dall'asse della stessa di qualche centimetro a destra e a sinistra seguendo una linea sinuosa, al fine di evitare dannose sollecitazioni dovute all'assestamento del terreno.

- ☉ *temperatura di posa*: per tutto il tempo di installazione dei cavi, la temperatura degli stessi non deve essere inferiore a 0°C.
- ☉ *sforzi di tiro per la posa*: Durante le operazioni di posa, gli sforzi di tiro devono essere applicati ai conduttori, e non devono superare i 60 N/mm<sup>2</sup> di sezione totale.
- ☉ *raggi di curvatura*: Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 830 mm.
- ☉ *messa a terra degli schermi metallici*: Lo schermo metallico dei singoli spezzoni di cavo dovrà essere messo a terra da entrambe le estremità della linea. È vietato usare lo schermo dei cavi come conduttore di terra per altre parti dell'impianto.

**Modalità di posa della fibra ottica**

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

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

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

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

### **Coesistenza tra cavi elettrici ed altre condutture interrato**

#### ***Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici interrati***

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

#### ***Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione interrati***

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

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

#### ***Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione***

Nei parallelismi con cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra, è ammesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non inferiore a 0,30 m. Qualora detta distanza non possa essere rispettata è necessario applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

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

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

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata, in appositi manufatti (tubazione, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo stesso rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

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

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

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

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

Non devono mai essere disposti nello stesso manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; per le tubazioni per altro tipo di posa è invece consentito, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro. Le superfici esterne di cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere effettuato sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni stesse. Non si devono effettuare giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio. Nessuna prescrizione è data nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è superiore a 0,50 m. Tale distanza può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in

pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); questo elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

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

---

## IX. Tracker

---

I Tracker o inseguitori solari possono essere monoassiali o biassiali se possiedono rispettivamente uno o due gradi di libertà.

Quelli scelti per l'impianto fotovoltaico in parola sono del tipo monoassiale.

I tracker monoassiali ruotano attorno ad un singolo asse di rotazione in funzione della posizione del sole.

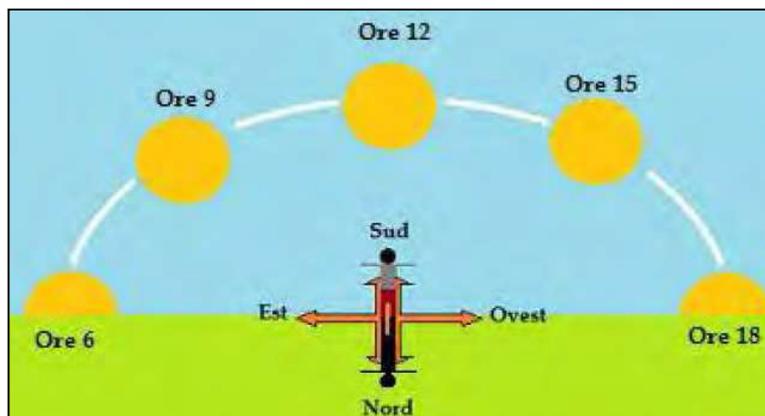


Figura 7: Variazione della posizione del tracker e dunque del modulo in funzione delle ore del giorno

Il tracker monoassiale è in grado quindi di seguire il tragitto del sole (compiuto durante il giorno nella volta celeste) realizzando un angolo di 150° attorno ad un asse di rotazione nord-sud (Figura 7) in direzione est-ovest.

Tale tipologia è particolarmente indicata per i paesi a bassa latitudine caratterizzati da un percorso del sole più ampio nell'arco dell'anno (in particolar modo i paesi a sud, compresa l'Italia).

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

Tale sistema di inseguimento del sole viene definito di *back-tracking* e viene pensata per eliminare il problema di ombreggiamento (problema che sorge all'alba e al tramonto quando le file di moduli si sollevano verso l'orizzonte). La posizione base è quella notturna ossia quella orizzontale rispetto al suolo; si ha invece una rotazione (in funzione dei raggi solari) nelle ore centrali del giorno di  $\pm 55^\circ / 0^\circ$  (dove  $0^\circ$  rappresenta la posizione orizzontale rispetto al suolo).

Con tale sistema è possibile registrare un aumento della produzione pari al 25%.

Il sistema di movimentazione può esser programmato annualmente mediante un orologio, trattasi dunque di un algoritmo astronomico detto *Suntracker* oppure gestito al momento da automatismi quali:

☉ *anemometri*, per la valutazione della ventosità (paragrafo successivo “Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro”);

☉ *solarimetro*, il quale orienta il sistema in direzione della radiazione solare incidente.

Per la tipologia di struttura portante da utilizzare, fare riferimento all'elaborato “A.2. *Relazione Geologica*”.

---

## X. Sistema di sicurezza dei tracker - Anemometro

---

Per la gestione dei tracker si prevede l'installazione di anemometri che possano controllare direttamente la velocità del vento di modo da poter garantire la messa in sicurezza in caso di elevata ventosità o di turbolenze.

L'anemometro previsto è del tipo a tre o quattro coppette emisferiche, ognuna montata all'estremità di bracci orizzontali, che a loro volta sono montati a distanze regolari su un albero verticale. Il flusso d'aria che passa sulle coppette in direzione orizzontale fa girare le coppette proporzionalmente alla velocità del vento.

Il vento soffia sempre sulla parte cava di una delle coppette e colpisce il retro della coppetta che si trova all'estremità opposta della croce. La direzione del vento si calcola da questi cambiamenti ciclici nella velocità di rotazione della coppetta, mentre la velocità si determina normalmente in base alla velocità media di rotazione della coppetta.

---

## DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

---

### |A| SITO DI INSTALLAZIONE

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

L'impianto fotovoltaico proposto dalla società Verus SRL è localizzato In Regione Basilicata, in provincia di Potenza, nel territorio comunale di Melfi.

Il parco fotovoltaico è localizzato all'interno della zona industriale di San Nicola, nel comune di Melfi (PZ), da cui dista circa 7.61 km in linea d'aria, sulle aree che un tempo ospitavano l'ex "zuccherificio Del Rendina". Esso si colloca, rispetto ai comuni di prima corona, circa 7 km a sud del centro abitato di Ascoli Satriano (FG), circa 18 km a sud-est del centro abitato di Candela (FG), a 21 km sud-est dal comune di Rocchetta Sant'Antonio, a circa 16 km nord-est dal comune di Monteverde (AV), circa 9 km nord dal centro urbano di Rapolla (PZ) e circa 4 km ad est dal comune di Lavello (PZ).

La centrale sarà formata da n° 101'250 unità produttive, ciascuna costituita da un pannello fotovoltaico che nella soluzione progettuale prescelta ha potenza fino a 690 Wp; i pannelli sono raggruppati in stringhe da circa 20,700 kWp per una potenza complessiva nominale di 70 MW al massimo.

L'area del parco fotovoltaico (intesa come l'area racchiusa dalla polilinea che comprende tutti i pannelli) ha un'estensione pari a circa 83 ha.

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

I pannelli fotovoltaici afferenti alla stessa stringa sono tra loro connessi attraverso una linea in BT e sono poi collegati, sempre a mezzo di cavidotto in BT, agli inverter di stringa. L'energia prodotta dai pannelli in CC e trasformata in CA dagli inverter viene poi convogliata, sempre tramite un cavidotto in BT, alla cabina di trasformazione; da qui una volta innalzata di tensione viene convogliata alle cabine di consegna e poi alla stazione utente a mezzo di cavidotto in MT. Nella stazione utente è presente un trasformatore MT/AT da cui parte il successivo collegamento in antenna a 150 kV sul futuro ampliamento della Stazione Elettrica di trasformazione (SE) a 380/150 kV denominata "Melfi".

## **| B | IRRAGGIAMENTO SOLARE DEL SITO**

L'irraggiamento è il rapporto tra l'energia radiante per unità di tempo che incide su una superficie e l'area della medesima superficie ed è espressa in kW/m<sup>2</sup>, se si assume come unità di tempo l'anno l'irraggiamento si misura in kWh/m<sup>2</sup> a.

Nel nostro caso per il Comune di Melfi (PZ) l'irraggiamento rientra tra 1700 kWh/m<sup>2</sup> come visibile dalla Figura 8.

□ . . . □ . . . □ . . . □

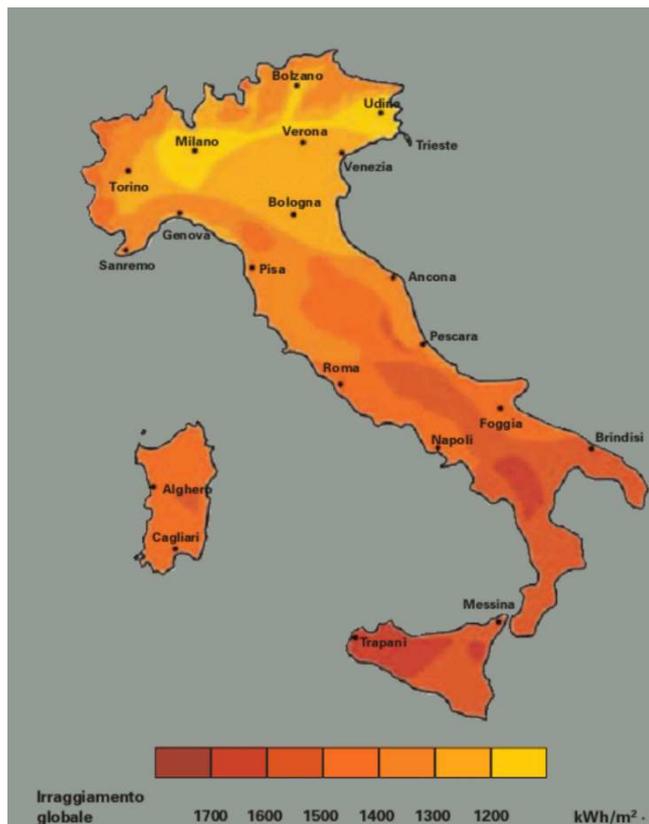


Figura 8: Irraggiamento globale annuo.

### [C] PREVISIONE DI PRODUZIONE ENERGETICA

Il software PVsyst consente la valutazione della produzione di energia attesa su base mensile, la valutazione delle perdite che interessano i singoli moduli e l'energia complessivamente immessa in rete al netto delle perdite.

Nelle seguenti figure e tabelle sono rappresentati i risultati della simulazione su base mensile.

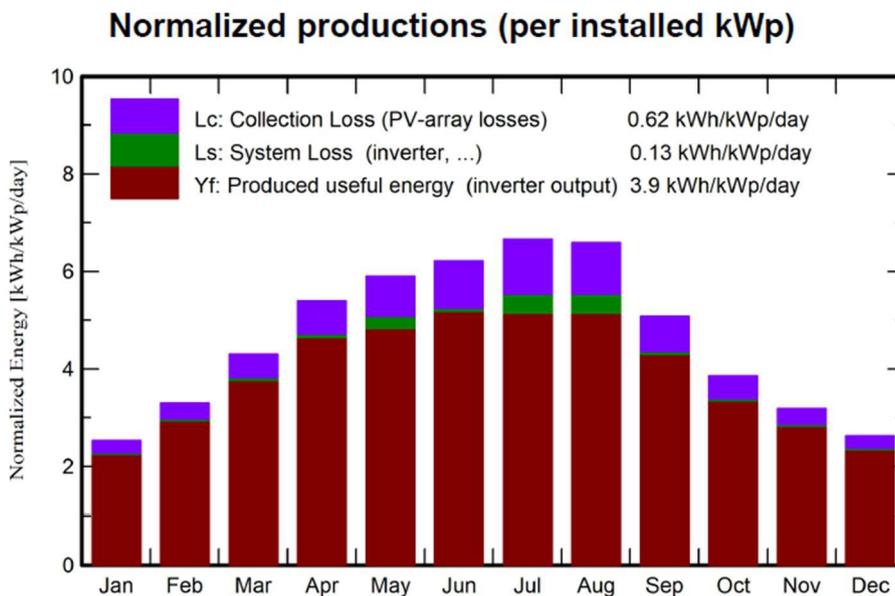


Figura 9 - Risultati della simulazione: produzione normalizzata

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

**Balances and main results**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> kWh	<b>E_Grid</b> kWh	<b>PR</b> ratio
<b>January</b>	47.4	24.49	4.92	78.4	74.1	4942585	4867044	0.889
<b>February</b>	65.2	31.74	7.43	92.3	89.1	5833465	5746829	0.891
<b>March</b>	106.8	46.60	9.07	133.3	128.9	8295309	8176666	0.878
<b>April</b>	144.8	57.03	12.77	161.8	156.6	9894509	9754370	0.863
<b>May</b>	184.1	74.75	16.53	183.0	176.4	11020091	10453925	0.818
<b>June</b>	197.7	72.76	21.24	186.5	179.5	11003717	10855185	0.833
<b>July</b>	213.0	64.50	25.21	206.4	199.3	11992641	11146616	0.773
<b>August</b>	192.8	61.39	22.96	204.4	197.5	12002962	11149308	0.781
<b>September</b>	127.3	54.90	19.73	152.1	147.2	9150517	9024917	0.849
<b>October</b>	87.7	39.70	14.05	119.5	115.2	7358831	7253618	0.869
<b>November</b>	58.4	27.94	11.32	95.4	91.5	6014993	5928954	0.889
<b>December</b>	45.3	21.54	5.27	81.3	76.9	5163341	5083600	0.895
<b>Year</b>	1470.5	577.34	14.24	1694.4	1632.2	102672961	99441032	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		

Figura 10 - Bilanci e risultati principali producibilità

Dove:

- *GlobHor (GHI)* - irraggiamento orizzontale globale radiazione solare totale incidente sulla superficie orizzontale.
- *DiffHor (DIF)* - radiazione solare che non arriva direttamente dal sole, ma è stata diffusa da molecole e particelle nell'atmosfera ed è proveniente da tutte le direzioni.
- *GlobInc* - stima per l'irraggiamento diffuso
- *GlobEff* - radiazione solare effettiva, ovvero quella che raggiunge efficacemente la superficie della cella fotovoltaica, al netto delle perdite dovute all'ombreggiamento, IAM (fattore di correzione che mostra come l'angolo di radiazione incidente influisce sulle prestazioni di un collettore) e soiling (dovute al fatto che il pannello potrebbe essere esposto a polvere o detriti).
- *PR*: indice di rendimento che tiene conto delle perdite ottiche (Shading, IAM, soiling), delle perdite dovute all'array (età del FV, qualità, ecc) e delle perdite di sistema (efficienza dell'inverter nella connessione alla rete oppure alle batterie).

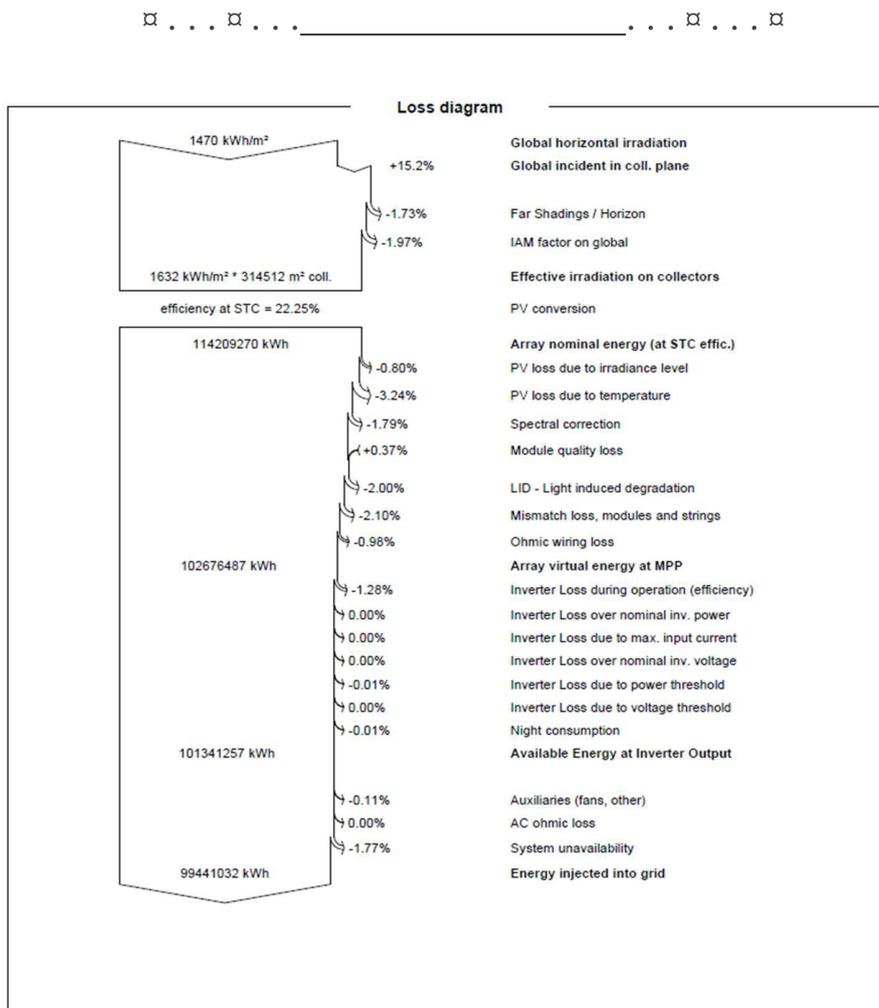


Figura 11 - Diagramma delle perdite

## | D | POSIZIONAMENTO PANNELLI FOTOVOLTAICI

Il parco fotovoltaico, oggetto della presente relazione prevede l'installazione di n° 101'250 pannelli circa, aventi potenza unitaria fino a 690 Wp, per una potenza complessiva nominale di 70 MW.

Il posizionamento dei pannelli e quindi la definizione del layout ottimale del progetto fotovoltaico sono stati effettuati sulla base dei seguenti fattori:

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

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

infrastrutture ad essi associate avendo cura di preservare, per quanto possibile, l'orografia dell'area.

Il layout dell'impianto è riportato negli elaborati grafici a corredo del presente progetto. Nella tabella che segue e nella figura successiva sono riportate le coordinate, espresse nel sistema di riferimento UTM WGS 84, dei 6 vertici che racchiudono l'area di impianto.

Coordinate vertici impianto fotovoltaico: sistema di riferimento: WGS 84		
Vertice	Est	Nord
A	559522,82	4547083,76
B	561499,91	4547079,22
C	561494,51	4544721,70
D	559517,47	2579520,17

Tabella 4: Coordinate dei vertici che racchiudono il parco fotovoltaico di Melfi da 70 MWp

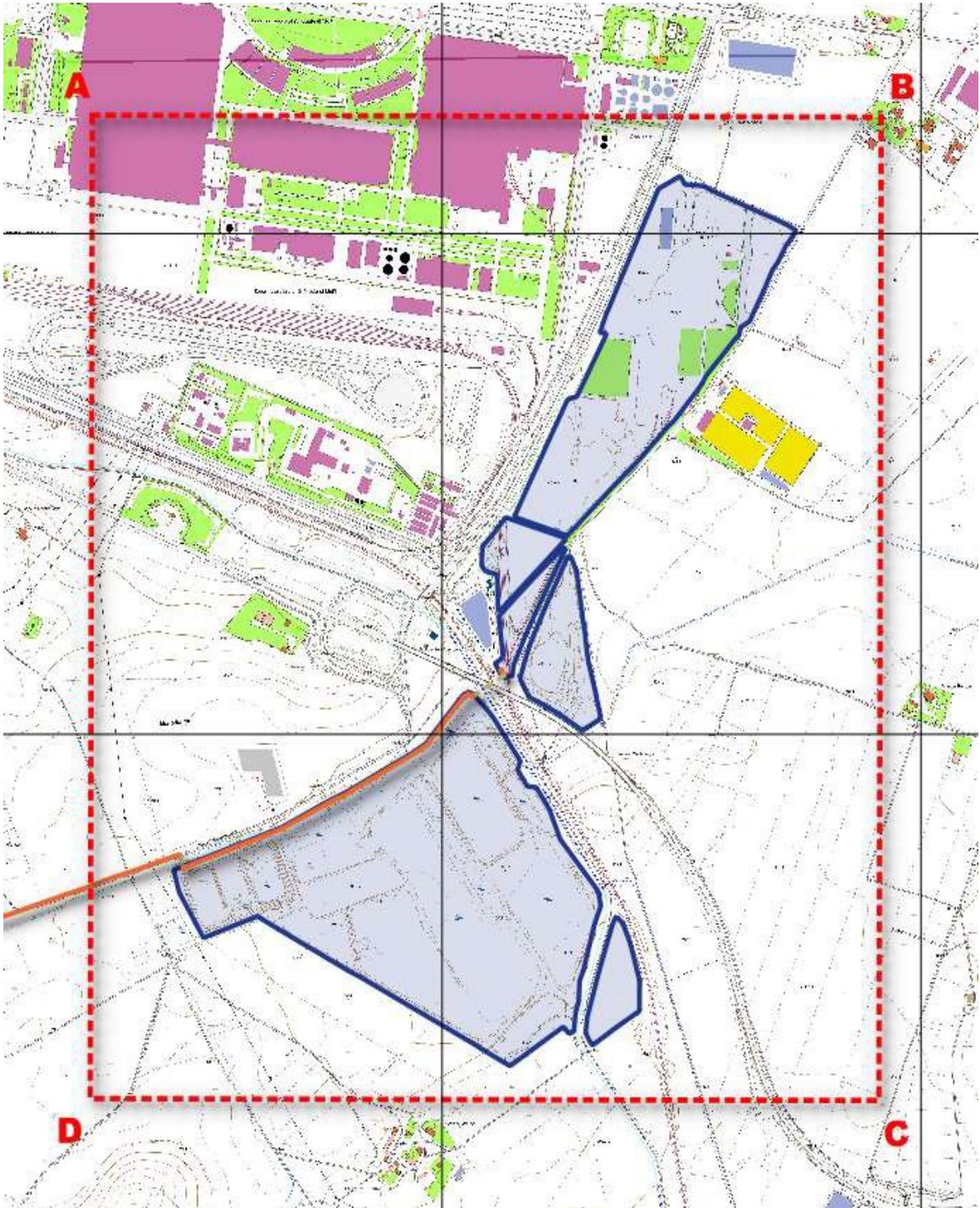


Figura 12: Rappresentazione vertici che racchiudono l'impianto denominato "Fenix" sito alla località "Zona industriale San Nicola di Melfi- Area produttiva P.R." nel comune di Melfi -Vedi Tavola A.12.A.5

I terreni su cui insiste il progetto ricadono nel Comune di Melfi (PZ), quest'ultimo, dalle verifiche effettuate, ricade nel vincolo idrogeologico.

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

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

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

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

### **[A] SISTEMA DI PROTEZIONE DA FULMINAZIONI (SPD) DEI PANNELLI FOTOVOLTAICI**

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

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

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

L'impianto fotovoltaico può trasferire, all'impianto elettrico della struttura su cui è installato, quota parte della corrente del fulmine o più semplicemente delle sovratensioni,

□ . . . □ . . . \_\_\_\_\_ . . . □ . . . □

causandone il danneggiamento. Per tale ragione è fondamentale adottare un adeguato sistema di SPD a protezione dell'integrità di entrambi gli impianti. Se la struttura che ospita il generatore fotovoltaico deve essere protetta con LPS<sup>5</sup> esterno, la struttura metallica di supporto dei pannelli deve essere idoneamente interconnessa agli elementi di captazione.

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

## **| B | PROTEZIONE INTERNA DA FULMINAZIONE/PROTEZIONE DEI COMPONENTI ELETTRONICI**

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

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

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

---

<sup>5</sup> LPS - Lightning Protection System

## CONCLUSIONI

---

Il presente elaborato illustra i risultati della valutazione dell'impianto fotovoltaico da realizzarsi in agro del Comune di Melfi (PZ).

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

È stata inoltre eseguita la valutazione del rischio di fulminazione delle strutture facenti parti dell'impianto fotovoltaico in progetto. Dalla valutazione eseguita è risultato che l'impianto fotovoltaico è protetto contro il rischio di fulminazione, in relazione alla perdita di vite umane (rischio R1), dagli SPD installati all'arrivo linea e dagli SPD.