



**REGIONE
PUGLIA**

Comune di Foggia
Provincia di Foggia

PROGETTO DEFINITIVO

**PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO COLLEGATO ALLA
RTN CON POTENZA NOMINALE DC 45.679,2 kWp E
UNA POTENZA NOMINALE AC 44.000 kW DA REALIZZARSI NEL
COMUNE DI FOGGIA (FG) – CONTRADA POPPI**

<i>Elaborato:</i>	RELAZIONE TECNICA E CALCOLI PRELIMINARI IMPIANTO		
<i>Relazione:</i>	<i>Disegnato:</i>	<i>Approvato:</i>	<i>Rilasciato:</i>
REL_06		<i>AP ENGINEERING</i>	<i>AP ENGINEERING</i>
		<i>Foglio 210x297 (A4)</i>	<i>Prima Emissione</i>
<i>Progetto:</i> IMPIANTO FOGGIA	<i>Data:</i> 30/07/2021	<i>Committente:</i> PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L. Strada Comunale delle Fonticelle sn, Capannone 3 Montesilvano (PE)	
<i>Cantiere:</i> FOGGIA CONTRADA POPPI		<i>Progettista:</i> 	



INDICE

1. Definizioni	8
2. Normativa di riferimento	10
3. Descrizione generale dell'impianto fotovoltaico	13
3.1. Moduli fotovoltaici	18
3.2. Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	19
3.3. Quadri parallelo stringhe	20
3.3.1. Interruttori di manovra sezionatori IMS con fusibili	22
3.3.2. Diodi di blocco	23
3.3.3. Sezionatore sottocarico	23
3.3.4. Scaricatore di sovratensione	23
3.4. Linee BT in corrente continua	24
3.5. Gruppi di Conversione e Trasformazione (Power Station)	25
3.6. Linee elettriche di collegamento tra il quadro generale MT e i trasformatori MT/BT	34
3.6.1. Linea MT n° 1	34
3.6.2. Linea MT n° 2	36
3.6.3. Linea MT n° 3	38
3.6.4. Linea MT n° 4	40
3.7. Servizi di cabina	47

Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del progetto definitivo della “Centrale di Produzione di Energia Elettrica” da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica ed integrata con attività di coltivazione agricola e zootecnica, che la **Società Photovoltaic Farm S.r.l.** (“PF” o “la Società”) intende realizzare nel Territorio Comunale di Foggia (FG), in località Poppi, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV.

La centrale ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei singoli moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione, pari a **45.679,2 kWp** e una potenza nominale, lato corrente alternata, pari a **44.000 kW**.

L’area in cui è prevista la realizzazione del campo agro-fotovoltaico è ubicata interamente nel Comune di Foggia (Provincia di Foggia), in località Poppi.

La superficie interessata è pianeggiante avente una quota media di circa 52 mt s.l.m.

Per quanto riguarda l’accessibilità si rileva una strada: la Strada di Bonifica n. 20, che attraversa e divide in due parti la superficie interessata dal campo agro-fotovoltaico. L’accesso al sito avviene mediante 5 passi carrai posizionati lungo la Strada di Bonifica n. 20.

Il baricentro dell’impianto è individuato dalle seguenti coordinate:

	Latitudine	Longitudine	h (s.l.m.)
Parco Agro-Fotovoltaico	41° 31’ 42.68" N	15° 31’ 27.84" E	52 mt

Tabella 1 – Coordinate assolute



Figura 2 – Ubicazione area di impianto dal satellite

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 3 | 47

Il progetto ricade all'interno delle seguenti cartografie e Fogli di Mappa:

- Tavola I.G.M. in scala 1:25.000, foglio 408 III
- Carta Tecnica Regionale CTR, scala 1:5.000, foglio n°408073 - 408074

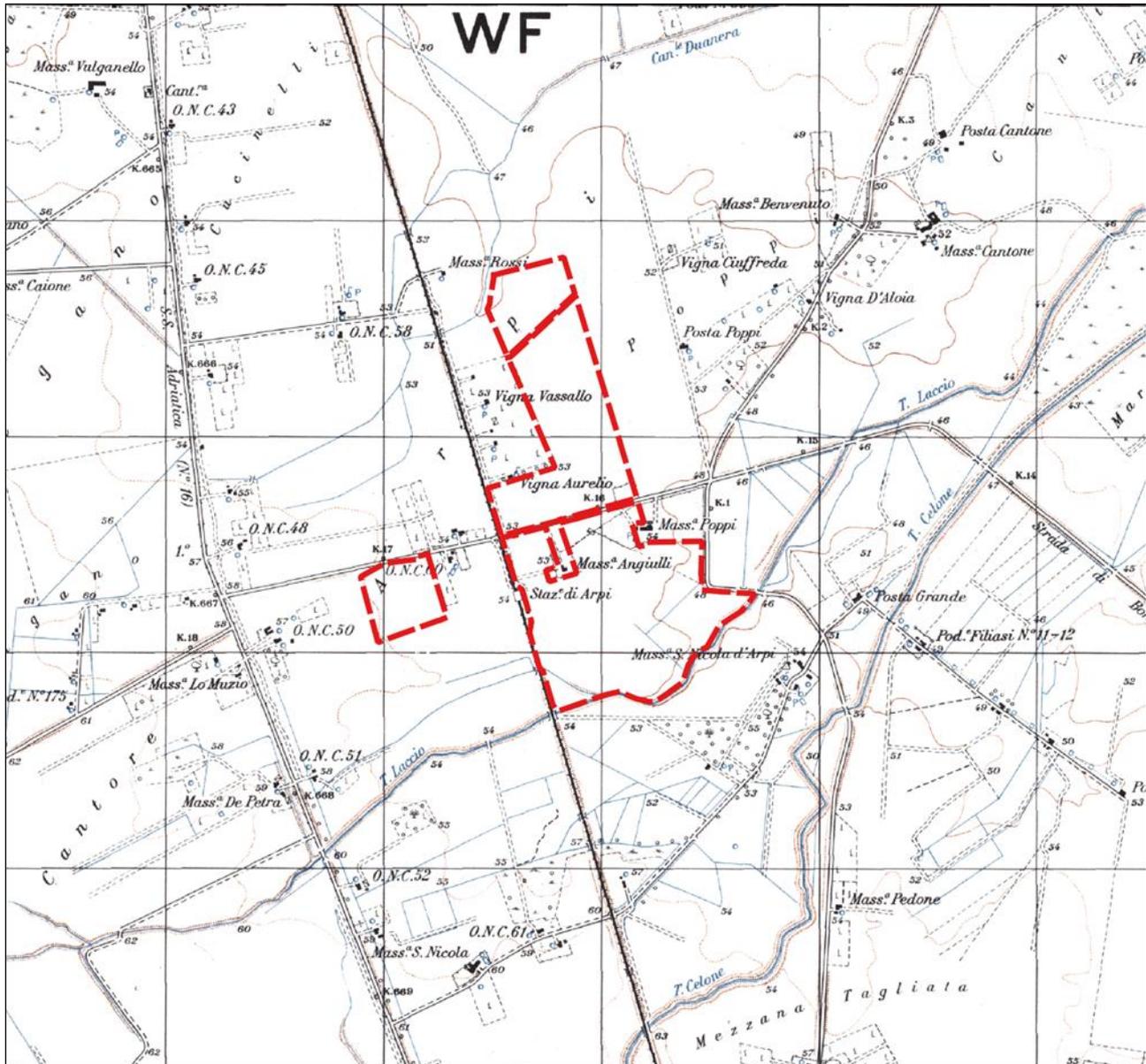


Figura 3 – Inquadramento del sito. I.G.M. tavoletta n. 408 III Scala 1:25.000. (fuori scala)

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 4 | 47

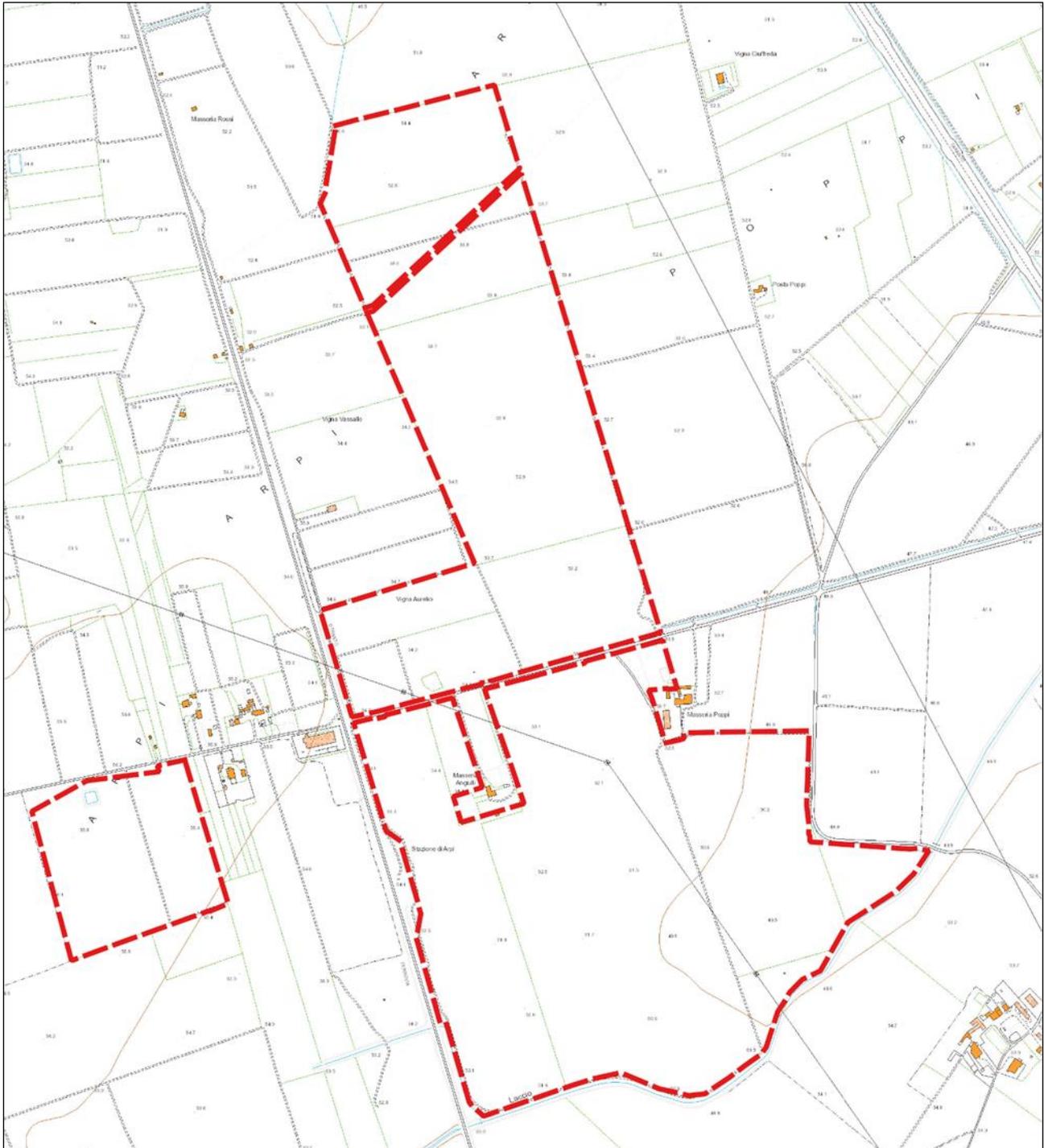


Figura 4 – Inquadramento del sito. Carta Tecnica Regionale 1:5.000 n. 408073 – 408074 (fuori scala)

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 5 | 47



Figura 5 – Inquadramento dell'area su ortofoto

Lo schema di allacciamento alla Rete di Trasmissione Nazionale prevede che la Centrale venga collegata in antenna a 150 kV su un nuovo stallo della Stazione Elettrica di Trasformazione AAT/AT 380/150 kV della RTN, di "Foggia":

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 6 | 47

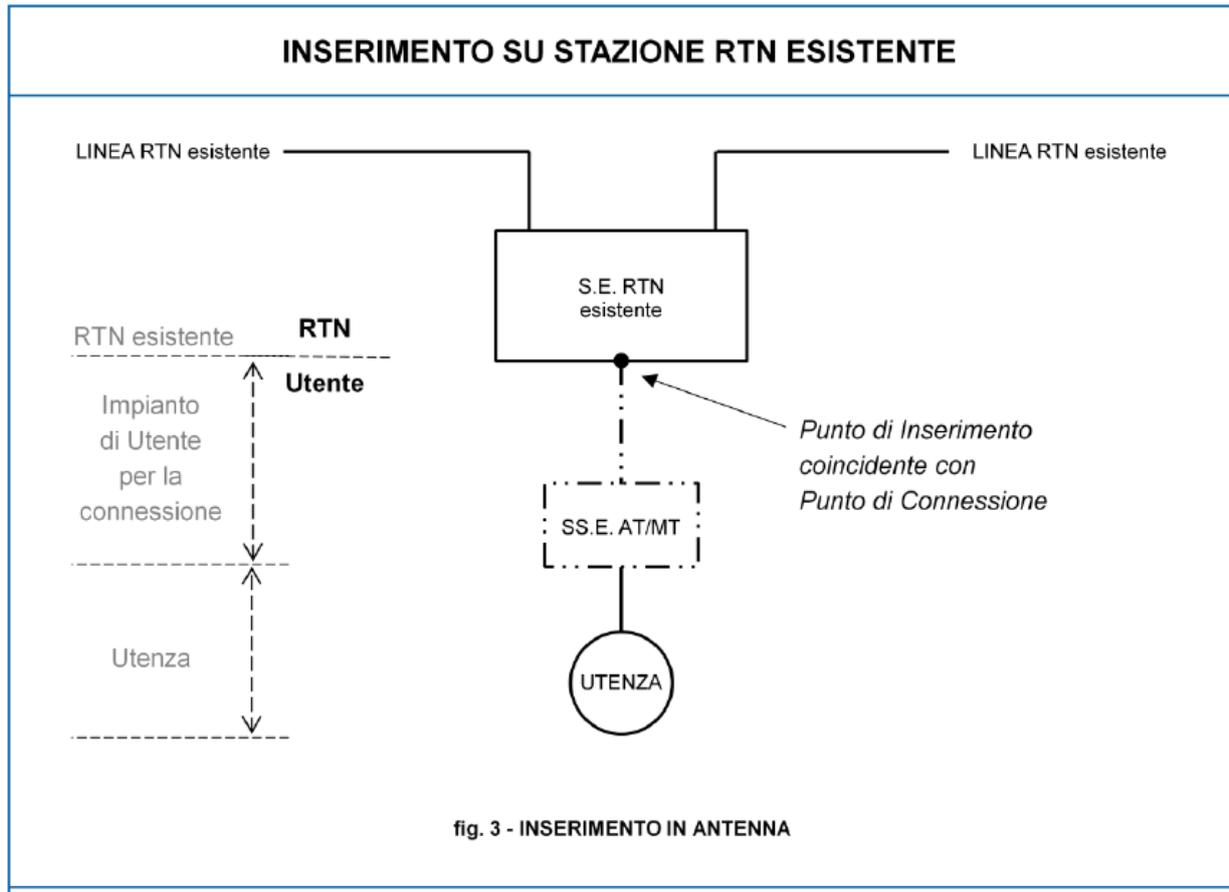


Figura 6 – Schema di inserimento in antenna su stazione elettrica esistente

Il parco fotovoltaico, mediante una **linea elettrica di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile** uscente dalla cabina elettrica generale di media tensione, sarà collegato alla sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza, dove, attraverso un trasformatore elevatore MT/AT, verrà innalzato il livello di tensione a 150 kV.

Dallo stallo partenza linea della Sottostazione Elettrica di Utenza, partirà una linea in cavo interrato elettrificata a 150 kV, la quale si andrà a collegare ad un nuovo Stallo arrivo Produttore a 150kV da realizzare presso la Stazione Elettrica di Trasformazione di Foggia.

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt 99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia, Reti e Ambiente, il nuovo **elettrodotto in antenna a 150 kV** per il collegamento della centrale alla Stazione Elettrica di Trasformazione RTN costituisce **l'impianto di utenza per la connessione**, mentre lo **Stallo arrivo Produttore a 150 kV**, costituisce **l'impianto di rete per la connessione**. La rimanente parte di impianto è definita, ai sensi della CEI 0-16, **Impianto di Utenza**.

Nella presente relazione vengono descritte le caratteristiche del parco fotovoltaico. Per le altre infrastrutture elettriche di utenza necessarie per la connessione (elettrodotti MT, Sottostazione Elettrica di Utenza, elettrodotto AT) si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche ed alle tavole di progetto allegate.

1. DEFINIZIONI

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure di distribuzione di cui è proprietaria.

Dispositivo Di Generatore (DDG)

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

Dispositivo Di Interfaccia (DDI)

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

Dispositivo Generale di utente (DG)

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

Impianto di rete per la connessione

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

Impianto di utenza per la connessione

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

Impianto per la connessione

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

Impianto di utenza

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

Punto di consegna

Il punto di confine tra la rete del distributore e la rete di utente, dove l'energia scambiata con la rete del distributore viene contabilizzata e dove avviene la separazione funzionale tra rete del distributore e la rete di utente.

Punto di consegna per utenti attivi

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 8 | 47

Il punto di consegna per gli utenti attivi si trova, dal punto di vista della rete del distributore, a monte dell'impianto di misura: quest'ultimo viene realizzato a carico dell'utente attivo che ne ha la completa responsabilità. Il punto di consegna è costituito dal confine tra impianto di rete per la connessione e impianto di utenza per la connessione. Tale punto è posizionato generalmente in prossimità del confine di proprietà degli impianti. Qualora l'impianto di rete per la connessione preveda sistemi di protezione, comando e controllo, deve essere previsto un fabbricato nel quale trovino posto i sistemi di protezione, comando e controllo delle apparecchiature ed equipaggiamenti funzionali al collegamento. Qualora il suddetto fabbricato sia realizzato in area di proprietà dell'Utente, l'accesso in sicurezza a tale fabbricato da parte del distributore deve essere garantito in ogni momento e senza preavviso.

Punto di misura

Il punto di misura è il punto in cui è misurata l'energia elettrica immessa e/o prelevata dalla rete.

Punto di connessione

Punto sulla rete del distributore dal quale, in relazione a parametri riguardanti la qualità del servizio elettrico che deve essere reso o richiesto, è alimentato l'impianto dell'Utente.

Utente della rete del distributore (o utente)

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Utente attivo

Soggetto che converte l'energia primaria in energia elettrica mediante impianti di produzione allacciati alla Rete di distribuzione.

2. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione n.280/07: Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo” CEI 016 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 10 | 47

- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso - Quadri di distribuzione (ASD)”;
- CEI EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- CEI 0-16: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- DK5940 ed.2.2 Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL distribuzione;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 11 | 47

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

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

3. DESCRIZIONE GENERALE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto oggetto della presente relazione tecnica ha una potenza di picco pari a **45.679,2 kWp**, intesa come somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici scelti per realizzare il generatore fotovoltaico valutate in condizioni STC, e verrà realizzato nel territorio di Comunale di Foggia, in Contrada Poppi.

Si tratta di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica, combinato con l'attività di coltivazione agricola e zootecnica, il cui layout prevede l'utilizzo di gruppi di Conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Per la realizzazione del generatore fotovoltaico, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **CanadianSolar HiKu 7 Mono 600Wp monofacciali**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati, **premettendo che essi verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione.**

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

Il numero di moduli necessari per la realizzazione del generatore è pari **76.132**, ed è stato calcolato applicando la seguente relazione:

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

dove:

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

L'impianto sarà suddiviso in **13 sottocampi fotovoltaici**, per ognuno dei quali è previsto l'utilizzo di un locale di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica, comprensiva di inverter centralizzato, trasformatore elevatore BT/MT, quadri elettrici di Media e Bassa tensione, trasformatore servizi ausiliari con relativo quadro di bassa tensione (POWER STATION). *Per maggiori dettagli in merito si rimanda agli schemi elettrici unifilari allegati.*

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter all'interno delle Power Station scelte, rispettando le seguenti 4 condizioni:

- **la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;**
- **la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;**

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 13 | 47

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

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

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

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

- 10° C per le zone fredde;

0° C per le zone meridionali e costiere.

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

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) \text{ [V]}$$

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV}(\theta_{min}) = N_s \cdot U_{MAX\ modulo}(\theta_{min}) = N_s \cdot [U_{oc}(25^\circ C) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

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

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 15 | 47

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

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

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

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

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

dove:

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

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

Considerando che le strutture di sostegno dei moduli scelte possono alloggiare fino a 28 moduli, è stato verificato il corretto coordinamento supponendo di realizzare stringhe fotovoltaiche da 28 moduli, ottenendo esito positivo.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi quadri di parallelo stringhe, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici ed in posizione baricentrica, per quanto possibile, in modo tale da ridurre l'estensione delle linee di campo in corrente continua. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua la quale arriverà fino al locale di conversione e trasformazione, dove verrà realizzato il collegamento con il gruppo di conversione DC/AC. Il gruppo di conversione, a sua volta, verrà connesso al trasformatore elevatore BT/MT in modo tale da innalzare la tensione del campo, rendendola compatibile con il valore della tensione nominale primaria del trasformatore MT/AT della Sottostazione Elettrica di Utenza.

All'interno di ciascun locale di "conversione e trasformazione" è previsto inoltre un quadro elettrico di media tensione, un quadro generale di bassa tensione e un trasformatore servizi ausiliari con relativo quadro BT e UPS. Per maggiori dettagli si rimanda agli schemi elettrici unifilari e ad ai datasheet dei componenti allegati.

È previsto un quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno del locale denominato cabina di raccolta, da cui verranno derivate **n° 4 linee elettriche di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile per posa interrata**, ognuna delle quali alimenterà, in entra-esce, un numero definito di Trasformatori di Campo. Lo schema elettrico unifilare del quadro generale MT viene riportato nella **TAVOLA B.2.8**

Le apparecchiature elettriche necessarie per la realizzazione del generatore fotovoltaico e del cosiddetto BOS (Balance of System) quelle di seguito elencate:

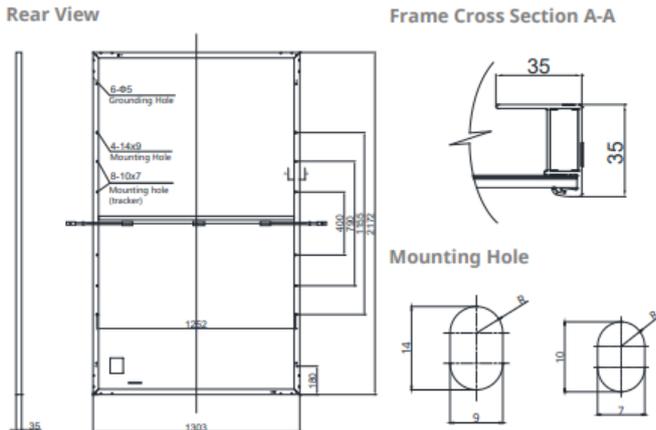
- 76.132 moduli fotovoltaici;
- 2.719 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter all'interno delle Power Station;
- N° 6 POWER STATION da 4000 kVA;
- N° 3 POWER STATION da 3000 kVA;
- N° 4 POWER STATION da 2750 kVA;
- N° 4 linee di media tensione in cavo interrato;
- N. 1 quadro elettrico generale di media tensione;

Nei successivi paragrafi verranno descritte le caratteristiche tecniche dei componenti sopra elencati, fermo restando che per maggiori dettagli si rimanda alle schede tecniche allegate.

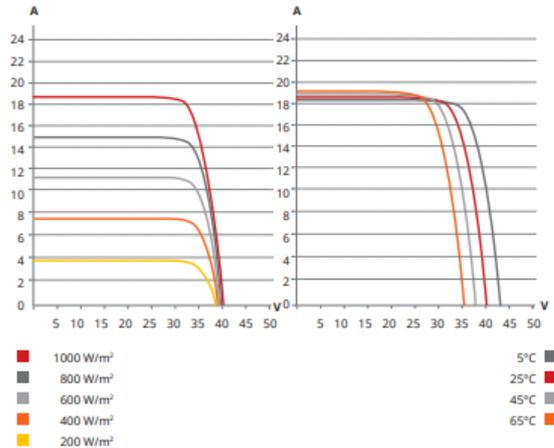
3.1. Moduli fotovoltaici

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, a fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino CanadianSolar di potenza pari a 600Wp, le cui caratteristiche elettriche, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5 ; E=1000 W/m² ; T=25 °C) sono di seguito riportate:

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7L-590MS / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	580 W	585 W	590 W	595 W	600 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	34.1 V	34.3 V	34.5 V	34.7 V	34.9 V
Opt. Operating Current (Imp)	17.02 A	17.06 A	17.11 A	17.15 A	17.20 A
Open Circuit Voltage (Voc)	40.5 V	40.7 V	40.9 V	41.1 V	41.3 V
Short Circuit Current (Isc)	18.27 A	18.32 A	18.37 A	18.42 A	18.47 A
Module Efficiency	20.5%	20.7%	20.8%	21.0%	21.2%
Operating Temperature	-40°C ~ +85°C				
Max. System Voltage	1500V (IEC) or 1000V (IEC)				
Module Fire Performance	CLASS C (IEC 61730)				
Max. Series Fuse Rating	30 A				
Application Classification	Class A				
Power Tolerance	0 ~ +10 W				

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

ELECTRICAL DATA | NMOT*

CS7L	580MS	585MS	590MS	595MS	600MS
Nominal Max. Power (Pmax)	433 W	437 W	441 W	445 W	448 W
Opt. Operating Voltage (Vmp)	31.9 V	32.0 V	32.2 V	32.4 V	32.6 V
Opt. Operating Current (Imp)	13.60 A	13.66 A	13.70 A	13.74 A	13.76 A
Open Circuit Voltage (Voc)	38.2 V	38.4 V	38.6 V	38.7 V	38.9 V
Short Circuit Current (Isc)	14.74 A	14.77 A	14.82 A	14.87 A	14.90 A

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

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	120 [2 x (10 x 6)]
Dimensions	2172 x 1303 x 35 mm (85.5 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	32.5 kg (71.6 lbs)
Front Cover	3.2 mm tempered glass
Frame	Anodized aluminium alloy, crossbar enhanced
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4 mm ² (IEC)
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

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

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	42 ± 3°C

Figura 7 – Datasheet moduli Canadian

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

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 18 | 47

Le stringhe fotovoltaiche saranno costituite da 28 moduli in serie.

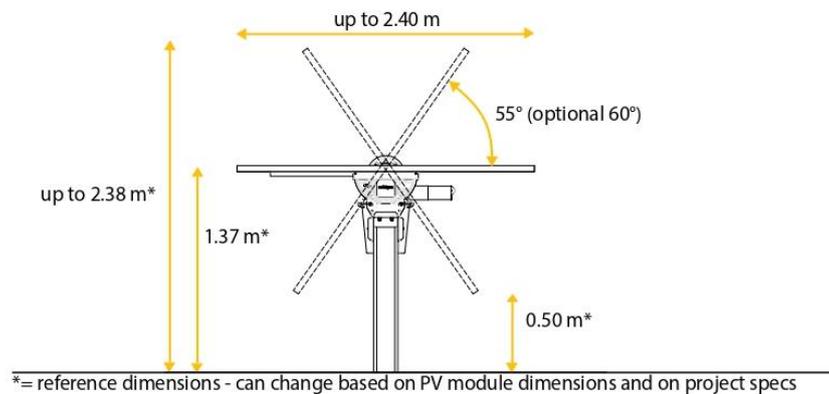
3.2. Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L’impianto in progetto, del tipo ad inseguimento monoassiale (inseguitori di rotolito), prevede l’installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di 5 m), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti.

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti:

- Pali a vite di sostegno delle batterie di Trackers alloggianti i pannelli fotovoltaici da inserire direttamente sul terreno (nessuna fondazione prevista), o in alternativa pali infissi;
- La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in alluminio, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale 28 moduli disposti su una fila in verticale);
- L’inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli.

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.



Soltigua SRL reserves all rights to change any feature of its products at any moment in time without notice.

Figura 8 – Particolare strutture di sostegno impianto del tipo a sistema mobile

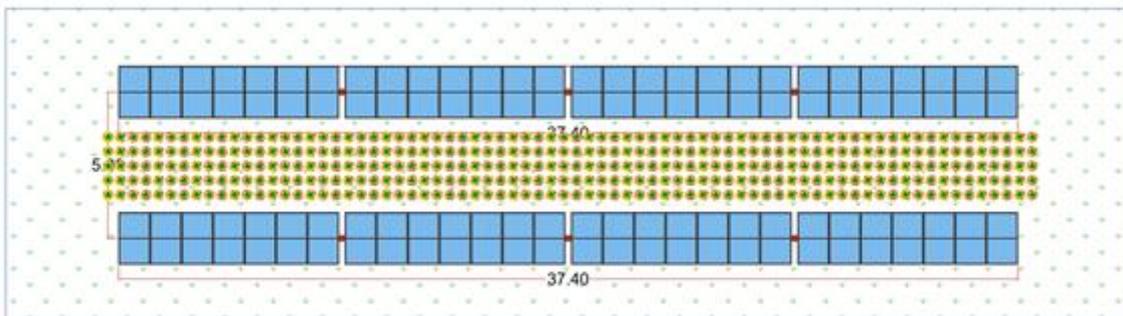


Figura 9 – Disposizione dei moduli fotovoltaici

3.3. Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 interruttore di manovra sezionatore con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico, attraverso cui disconnettere l'intero quadro;
- N.1 scaricatore di sovratensione per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.



Figura 10 – Esempio tipico di quadro parallelo stringhe

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 20 | 47

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguente;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;
- c) grado di protezione IP 65.

I criteri applicati ai fini del dimensionamento elettrico dei vari componenti del quadro parallelo stringhe sono di seguito riportati.

3.3.1. Interruttori di manovra sezionatori IMS con fusibili

Per il corretto dimensionamento degli interruttori di manovra e dei fusibili sono state applicate le condizioni di seguito riportate:

$$\text{Un IMS} \geq 1,2 \text{ Uoc stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$\text{In IMS} \geq 1,25 \text{ Isc} = 1,25 \times 18,47 = 23,09 \text{ A}$$

$$\text{Un Fusibile} \geq 1,2 \text{ Uoc stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$1,25 \text{ Isc} \leq \text{In Fusibile} \leq \text{Imax} = 2 \times \text{Isc}$$

$$23,09 \leq \text{In Fusibile} \leq 36,94$$



Figura 11 – Fusibili per applicazioni fotovoltaiche

3.3.2. Diodi di blocco

Per il corretto dimensionamento dei diodi di blocco sono state applicate le seguenti condizioni:

$$\text{Un diodo} \geq 2 U_{oc} \text{ stringa} = 2 \times (\approx 1500) = 3000 \text{ V}$$

$$\text{In diodo} \geq 1,25 I_{sc} = 18,47 = 23,09 \text{ A}$$



Figura 12 – Diodi di blocco

3.3.3. Sezionatore sottocarico

Per il corretto dimensionamento dei diodi di blocco sono state applicate le seguenti condizioni:

$$\text{Un IMS} \geq 1,2 U_{oc} \text{ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$\text{In IMS} \geq N \text{ stringhe max} \times 1,25 I_{sc} = 10 \times 1,25 \times 18,47 = 230,88 \text{ A}$$

3.3.4. Scaricatore di sovratensione

Per il corretto dimensionamento degli scaricatori di sovratensione sono state applicate le seguenti condizioni:

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 23 | 47

$$U_c \geq 1,2 U_{oc} \text{ stringa} = 1,2 \times (\approx 1500) = 1800 \text{ V}$$

$$I_{max} \geq 5 \text{ kA}$$



Figura 13 – Scaricatori di sovratensione per applicazioni fotovoltaiche

Si fa presente che la scelta dei componenti sopra menzionati, verrà fatta in fase di progettazione esecutiva, a valle dell'ottenimento delle Autorizzazioni necessarie alla costruzione dell'impianto.

3.4. Linee BT in corrente continua

Di seguito vengono riportati i criteri applicati ai fini del dimensionamento elettrico dei cavi della sezione in corrente continua.

In questa fase della progettazione, si prevede di utilizzare **cavi solari per la connessione delle stringhe ai quadri di parallelo e per la connessione dei quadri di parallelo agli inverter compresi nelle Power Station. Eventuali varianti, saranno adottate in fase di progettazione esecutiva.**

Per il dimensionamento dei cavi di stringa è stata considerata una corrente di impiego I_b pari a:

$$I_b = 1,25 I_{sc} = 1,25 \times 18,47 = 23,09 \text{ A}$$

Ipotizzando delle condizioni di posa di tipo standard, ovvero cavi direttamente esposti alla luce del sole, la condizione applicata ai fini della determinazione della sezione commerciale è la seguente:

$$I_b \leq I_z = I_{zo} K_1$$

Il coefficiente K_1 , applicato per tenere conto di una temperatura di posa differente da quella standard, è stato valutato con la seguente relazione:

$$K_1 = \sqrt{\frac{\theta_s - \theta_a}{\theta_s - \theta_o}} = \sqrt{\frac{125 - 80}{125 - 60}} = 0,83$$

In questa fase della progettazione la scelta ricade su un cavo avente le seguenti caratteristiche:

$$S = 1 \times 10 \text{ mm}^2$$

$$I_{zo} = 95 \text{ A}$$

$$U_o/U = 1800 \text{ V dc} / 1200 \text{ V ac}$$

Per quanto attiene ai cavi di collegamento dei quadri elettrici di sottocampo al gruppo di conversione, è stata assunta una **corrente di impiego pari alla somma delle massime correnti erogabili dalle stringhe interconnesse in parallelo**. Facendo riferimento al caso più sfavorevole ed assumendo le stesse condizioni di posa e di installazione, la scelta potrà ricadere su un cavo avente le caratteristiche di seguito indicate:

$$S = 1 \times 120 \text{ mm}^2$$

$$I_{zo} = 390 \text{ A}$$

$$U_o/U = 1800 \text{ V dc} / 1200 \text{ V ac}$$



Figura 14 – Esempi di cavi solari per posa in aria

3.5. Gruppi di Conversione e Trasformazione (Power Station)

Come specificato all'inizio della trattazione, è prevista la suddivisione dell'intero campo fotovoltaico in 13 sottocampi, per ciascuno dei quali si è scelto di utilizzare una Locale di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta, costituito da delle Power Station SMA da 4000, 3000

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 25 | 47

e 2750 kVA. Le Power Station sono dei Gruppi di conversione e trasformazione, formati da quadri BT a servizio degli inverter della taglia di 2750, 3000 o 4000 kVA con il compito di convertire la corrente da continua ad alternata, successivamente il trasformatore BT/MT da 2750, 3000 e 4000 kVA innalzerà la tensione a 30 kV, il tutto avverrà all'interno della singola Power Station opportunamente dimensionata al proprio sottocampo.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 26 | 47

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2



MVPS-4000-S2 / MVPS-4200-S2 / MVPS-4400-S2 / MVPS-4600-S2

Robust

- Station and all individual components type-tested
- Optimally suited to extreme ambient conditions

Easy to Use

- Plug and play concept
- Completely pre-assembled for easy set-up and commissioning

Cost-Effective

- Easy planning and installation
- Low transport costs due to 20-foot skid

Flexible

- One design for the whole world
- DC-Coupling Ready
- Numerous options

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Turnkey Solution for PV Power Plants and large-scale storage systems

With the power of the new robust central inverters, the Sunny Central UP or Sunny Central Storage UP, and with perfectly adapted medium-voltage components, the new MV Power Station offers even more power density and is a turnkey solution available worldwide. Being the ideal choice for the new generation of PV power plants operating at 1500 VDC, the integrated system solution is easy to transport and quick to assemble and commission. The MVPS and all components are type-tested. The MV Power Station combines rigorous plant safety with maximum energy yield and minimized deployment and operating risk. The MV Power Station is prepared for DC coupling.

Figura 15 – SMA Power Station 4000 kVA

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 27 | 47

MV POWER STATION 2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000



Resistente

- Tutti i componenti soggetti a type-test
- Perfetta per condizioni climatiche estreme

Semplice

- Plug & Play
- Completamente preassemblata per una semplice installazione e messa in servizio

Conveniente

- Semplicità di progetto e installazione
- Costi di trasporto ridotti grazie al container da 20 piedi

Flessibile

- Soluzione globale per i mercati internazionali
- Numerose opzioni per la configurazione
- Compatibile con MVPS 4400 – MVPS 6000

MV POWER STATION 2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000

Soluzione chiavi in mano per centrali fotovoltaiche

Con la potenza fornita dai nuovi inverter centralizzati Sunny Central o Sunny Central Storage, oltre ai componenti di media tensione appositamente studiati, la nuova MV Power Station offre una densità di potenza ancora maggiore e può essere fornita chiavi in mano in tutto il mondo. Ideale per la nuova generazione di centrali fotovoltaiche da 1500 V_{CC}, la soluzione integrata nel container da 20 piedi assicura semplicità di trasporto e rapidità di montaggio e messa in servizio. La MVPS e tutti i componenti sono sottoposti a prove di tipo. La MV Power Station garantisce la massima sicurezza dell'impianto, massimi rendimenti energetici, e minimi rischi operativi.

Figura 16 – SMA Power Station 2750/3000 kVA

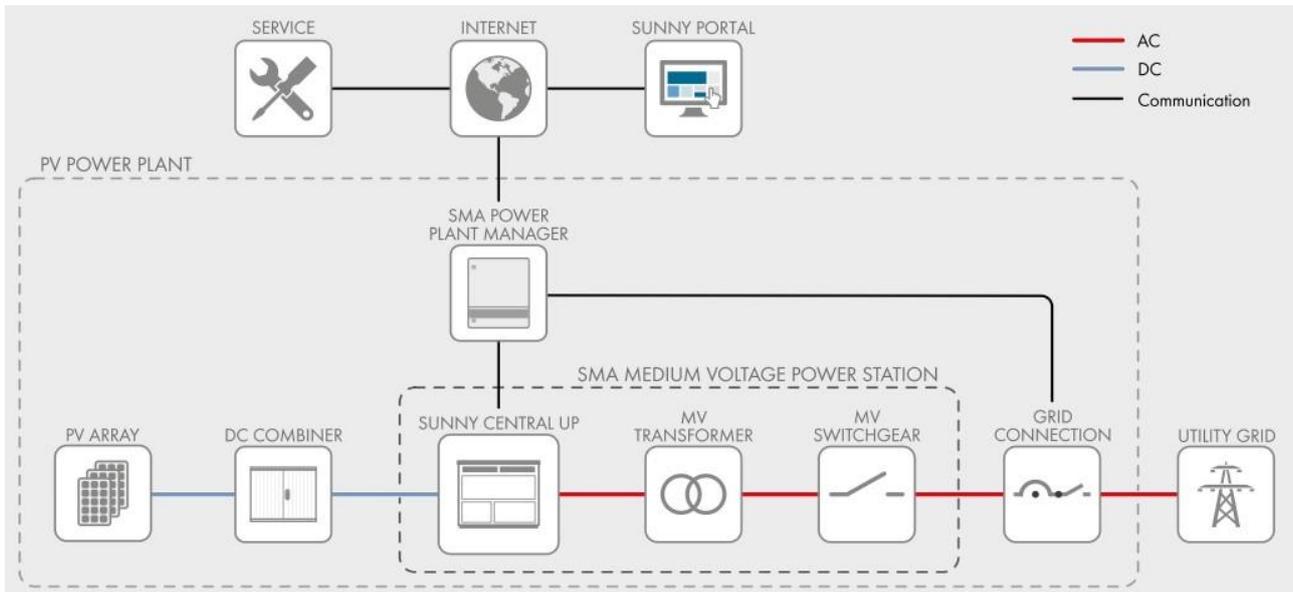
Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 28 | 47



Schema impianto con Sunny Central

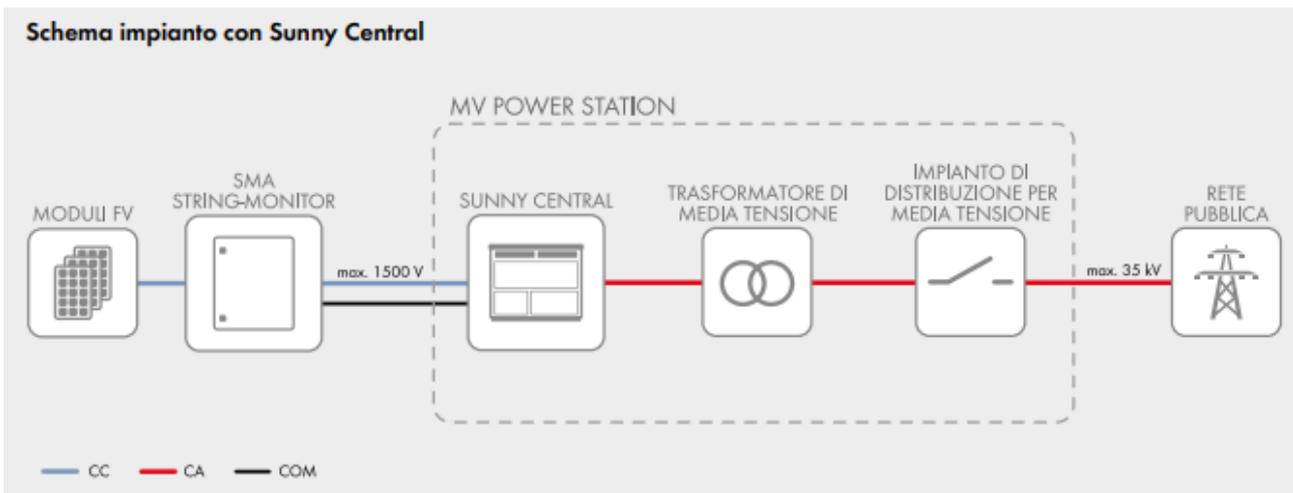


Figura 17 – System Diagram SMA Power Station

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 29 | 47

I principali dati di targa delle apparecchiature presenti sono deducibili dalle schede tecniche di seguito allegate:

MV POWER STATION 4000-S2 / 4200-S2 / 4400-S2 / 4600-S2

Technical Data	MVPS 4000-S2	MVPS 4200-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4000 UP or 1 x SCS 3450 UP or 1 x SCS 3450 UP-XT	1 x SC 4200 UP or 1 x SCS 3600 UP or 1 x SCS 3600 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25 °C to + 35 °C / 40 °C optional 50 °C) ¹⁾	4000 kVA / 3600 kVA	4200 kVA / 3780 kVA
Rated power at SCS UP (at -25 °C bis +25 °C / 40 °C optional 50 °C) ¹⁾	3450 kVA / 2930 kVA	3620 kVA / 3075 kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25 °C bis +25 °C / 40 °C optional 50 °C) ¹⁾	3590 kVA / 3000 kVA	3770 kVA / 3150 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25 °C bis +25 °C / 40 °C optional 50 °C) ¹⁾	4000 kVA / 3400 kVA	4200 kVA / 3570 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IACA 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25 °C to +45 °C / -25 °C to +55 °C / -40 °C to +45 °C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	

Features

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 30 | 47

- 1) Data based on inverter. Further details can be found in the data sheet of the inverter.
- 2) KNAN = Ester with natural air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply

Technical Data	MVPS 4400-S2	MVPS 4600-S2
Input (DC)		
Available inverters	1 x SC 4400 UP or 1 x SCS 3800 UP or 1 x SCS 3800 UP-XT	1 x SC 4600 UP or 1 x SCS 3950 UP or 1 x SCS 3950 UP-XT
Max. input voltage	1500 V	1500 V
Number of DC inputs	dependent on the selected inverters	
Integrated zone monitoring	○	
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Output (AC) on the medium-voltage side		
Rated power at SC UP (at -25°C to +35°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3960 kVA	4600 kVA / 4140 kVA
Rated power at SCS UP (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3800 kVA / 3230 kVA	3960 kVA / 3365kVA
Charging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	3950 kVA / 3300 kVA	4130 kVA / 3455 kVA
Discharging power at SCS UP-XT (at -25°C bis +25°C / 40°C optional 50°C) ¹⁾	4400 kVA / 3740 kVA	4600 kVA / 3910 kVA
Typical nominal AC voltages	10 kV to 35 kV	10 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11 / YNd11 / YNy0	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer cooling methods	KNAN ²⁾	KNAN ²⁾
Transformer no-load losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Transformer short-circuit losses Standard / Eco Design 1 / Eco Design 2	● / ○ / ○	● / ○ / ○
Max. total harmonic distortion	< 3%	
Reactive power feed-in (up to 60% of nominal power)	○	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
Inverter efficiency		
Max. efficiency ³⁾ / European efficiency ³⁾ / CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.8% / 98.7% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
Protective devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	Medium-voltage vacuum circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester type I	
Galvanic isolation	●	
Internal arc classification medium-voltage control room (according to IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	
Weight	< 18 t	
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 8.1 kW / < 1.8 kW / < 2.0 kW	
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 370 W	
Ambient temperature -25°C to +45°C / -25°C to +55°C / -40°C to +45°C	● / ○ / ○	
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP54	
Environment: standard / harsh	● / ○	
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○	
Maximum permissible value for relative humidity	95% (for 2 months/year)	
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m	● / ○	
Fresh air consumption of inverter	6500 m ³ /h	

Tabella 1: Datasheet SMA Power Station 4000 kVA

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 31 | 47

MV POWER STATION

2200 / 2475 / 2500 / 2750 / 3000

Dati tecnici	MV Power Station 2200
Ingresso (CC)	
Inverter selezionabili	1 x SC 2200 o 1 x SCS 2200
Tensione di ingresso massima	1100 V
Corrente d'ingresso max	3960 A
Numero ingressi CC	24(fusibili su entrambi i poli) / 32(fusibili su polo singolo)
Zone Monitoring integrato	○
Taglie di fusibili disponibili (per ciascun ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A
Uscita (CA) lato di media tensione	
Potenza standard a 1000 m e $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / 40 °C / 45 °C) ¹⁾	2200 kVA / 2000 kVA / 0 kVA
Potenza opzionale a 1000 m e $\cos \varphi = 1$ (a 35 °C / 50 °C / 55 °C) ¹⁾	2200 kVA / 2000 kVA / 0 kVA
Tensioni tipiche nominali CA	6,6 kV a 35 kV
Frequenza di rete CA	50 Hz / 60 Hz
Gruppo vettoriale del trasformatore Dy11 / YNd11	● / ○
Tipo di raffreddamento del trasformatore (ONAN / KNAN) ²⁾	● / ○
Massima corrente di uscita a 33 kV	39 A
Perdite standard a vuoto del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	2,3 kW / 1,74 kW
Perdite standard di corto circuito del trasformatore / Ecodesign a 33 kV	21,0 kW / 20,7 kW
Massimo THD	< 3%
Immissione di potenza reattiva	○ fino al 60% della potenza CA
Fattore di potenza alla potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
Efficienza inverter	
Grado di rendimento massimo ³⁾	98,6 %
Efficienza europea ³⁾	98,4 %
Efficienza CEC ⁴⁾	98,0 %
Dispositivi di protezione	
Dispositivo di disinserzione lato ingresso	Sezionatore di carico CC
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore a vuoto MT
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni tipo I
Separazione galvanica	●
Resistenza ad archi elettrici vano quadri MT (ai sensi IEC 62271-202)	IAC A 20 kA 1 s
Dati generali	
Dimensioni del container da 20 piedi senza contenitore di raccolta olio integrato (L / A / P) ⁵⁾	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
Dimensioni del container da 20 piedi con contenitore di raccolta olio integrato (L / A / P) ⁵⁾	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
Peso	< 16 t
Autoconsumo (max / carico parziale / medio) ¹⁾	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW
Autoconsumo (stand-by) ¹⁾	< 300 W
Grado di protezione secondo IEC 60529	Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65
Ambiente: Standard / Chimicamente attivo / Polveroso	● / ○ / ○
Grado di protezione secondo IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○ / ○
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa	15% a 95%
Altitudine operativa max. s.l.m 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000 m	● / ○ / ○ / ○ (de-rating in temperatura anticipato)
Fabbisogno d'aria fresca inverter e trasformatore	6500 m ³ /h

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 32 | 47

- 1) Dati riferiti all'inverter
- 2) ONAN = olio minerale con raffreddamento ad aria naturale, KNAN = olio organico con raffreddamento ad aria naturale
- 3) Efficienza misurata sull'inverter senza autoalimentazione
- 4) Efficienza misurata sull'inverter con autoalimentazione
- 5) Dimensioni di trasporto

MV Power Station 2475	MV Power Station 2500	MV Power Station 2750	MV Power Station 3000
1 x SC 2475 o 1 x SCS 2475	1 x SC 2500-EV o 1 x SCS 2500-EV	1 x SC 2750-EV o 1 x SCS 2750-EV	1 x SC 3000-EV o 1 x SCS 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
3960 A	3200 A	3200 A	3200 A
	24(fusibili su entrambi i poli) / 32(fusibili su polo singolo)		
o	o	o	o
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
2475 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2500 kVA / 2250 kVA / 0 kVA	2750 kVA / 2500 kVA / 0 kVA	3000 kVA / 2700 kVA / 0 kVA
6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV	6,6 kV a 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
43 A	44 A	49 A	53 A
2,5 kW / 1,92 kW	2,5 kW / 1,92 kW	2,8 kW / 2,1 kW	3,0 kW / 2,3 kW
23,2 kW / 23,0 kW	23,2 kW / 23,0 kW	25,5 kW / 25,3 kW	27,4 kW / 27,3 kW
< 3 %	< 3 %	< 3 %	< 3 %
o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA	o fino al 60% della potenza CA
1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo	1 / 0,8 induttivo a 0,8 capacitivo
98,6 %	98,6 %	98,7 %	98,8 %
98,4 %	98,3 %	98,6 %	98,6 %
98,0 %	98,0 %	98,5 %	98,5 %
Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC	Sezionatore di carico CC
Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT	Interruttore a vuoto MT
Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I	Scaricatore di sovratensioni tipo I
●	●	●	●
IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s	IAC A 20 kA 1 s
6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm	6058 mm / 2591 mm / 2438 mm
6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm	6058 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 16 t	< 16 t	< 16 t	< 16 t
< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW	< 8,1 kW / < 1,8 kW / < 2,0 kW
< 300 W	< 370 W	< 370 W	< 370 W
Vani quadri IP23D, elettronica inverter IP65			
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%	15% a 95%
● / o / o / o (de-rating in temperatura anticipato)		● / o / o / o (de-rating in temperatura anticipato)	
6500 m³/h	6500 m³/h	6500 m³/h	6500 m³/h
Capicorda	Capicorda	Capicorda	Capicorda
Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno	Connettore angolare conico esterno
● / o	● / o	● / o	● / o
● / o	● / o	● / o	● / o
o	o	o	o
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o	● / o / o	● / o / o	● / o / o
● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o	● / o / o / o / o
● / o	● / o	● / o	● / o
IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC - certificato, EN 50588-1			
MVPS-2475-20	MVPS-2500-20	MVPS-2750-20	MVPS-3000-20

Tabella 2: Datasheet SMA Power Station 2750/3000 kVA

Committente:

Progettista:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.



Pag. 33 | 47

All'interno delle singole Power Station è presente un quadro di bassa tensione a servizio di un trasformatore servizi ausiliari da **50 kVA** per l'alimentazione dei servizi d'impianto:

CLASS 36 kV ED3R36	Power kVA	U _k * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
	50	6	230	1870	1,4	54	41	1260	670	1525	520	125	850
	100	6	320	2250	1	56	43	1290	670	1545	520	125	1020
	160	6	460	3190	0,88	57	44	1425	670	1545	520	125	1300
	200	6	520	3630	0,85	58	44	1500	820	1600	670	125	1490
	250	6	590	4180	0,8	59	45	1500	670	1700	520	125	1670
	315	6	710	4980	0,79	60	46	1590	820	1750	670	125	1910
	400	6	860	6050	0,78	61	47	1590	820	1850	670	125	2010
	500	6	1030	7050	0,76	62	48	1620	820	1880	670	125	2200
	630	6	1260	8360	0,75	63	49	1680	820	1980	670	125	2470
	800	6	1490	8800	0,71	64	49	1710	1050	2150	820	125	2960
	1000	6	1780	9900	0,7	65	50	1830	1050	2300	820	125	3590
	1250	6	2070	12100	0,69	67	52	1860	1000	2360	820	150	3890
1600	6	2530	14300	0,67	68	53	2010	1050	2500	820	150	4860	
2000	6	2990	17600	0,65	72	56	2100	1300	2595	1070	200	5860	
2500	6	3560	20900	0,62	73	57	2250	1300	2625	1070	200	7160	
3150	6	4370	24200	0,6	76	60	2340	1300	2805	1070	200	8610	
4000	7	6300	26900	0,61	84	68	2520	1300	2835	1070	200	9650	
5000	8	6900	35000	0,61	86	70	2610	1300	2835	1070	200	10770	

* Dati riferiti a 120°C a tensione nominale / Data referred to 120°C at rated voltage.

Tabella 3: Datasheet trasformatori BT/MT

3.6. Linee elettriche di collegamento tra il quadro generale MT e i trasformatori MT/BT

È prevista la realizzazione di **n° 4 linee elettriche di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile** adatto per posa interrata, ciascuna delle quali collegherà in entra-esce un certo numero di Cabine di conversione e Trasformazione (Power Station) come meglio di seguito specificato.

3.6.1. Linea MT n° 1

La linea MT n° 1, in partenza dallo scomparto linea n° 1 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti Power Station:

- POWER STATION N° 4 del sottocampo n° 4;
- POWER STATION N° 3 del sottocampo n° 3;
- POWER STATION N° 2 del sottocampo n° 2;
- POWER STATION N° 1 del sottocampo n° 1;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 34 | 47

- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 355 A circa.

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

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi elettrici tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 35 | 47

$$S = 3 \times (1 \times 300) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{\max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 463 \text{ A}$$

ARE4H5E(X) 18/30(36)kV SK1 (SHOCK PROOF 1)

Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 240 mm ² SK1	0,28	0,114	0,125	0,161	501	410	22,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 300 mm ² SK1	0,304	0,11	0,1	0,129	574	463	28,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 400 mm ² SK1	0,335	0,106	0,0778	0,101	669	530	37,8
ARE4H5E(X) 18/30 kV 500 mm ² SK1	0,363	0,102	0,0605	0,08	777	604	47,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 630 mm ² SK1	0,396	0,098	0,0469	0,063	901	687	59,5

Tabella 4: Scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

3.6.2. Linea MT n° 2

La linea MT n° 2, in partenza dallo scomparto linea n° 2 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 7 del sottocampo n° 7;
- POWER STATION N° 6 del sottocampo n° 6;
- POWER STATION N° 5 del sottocampo n° 5;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 36 | 47

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 210 A circa.

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

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 37 | 47

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{\max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 5: scheda tecnica cavi elettrici

3.6.3. Linea MT n° 3

La linea MT n° 3, in partenza dallo scomparto linea n° 3 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 8 del sottocampo n° 8;
- POWER STATION N° 12 del sottocampo n° 12;
- POWER STATION N° 13 del sottocampo n° 13.

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 194 A circa.

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

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 39 | 47

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su cavi elettrici tripolari ad elica visibile **AREH45EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{\max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [μF / km]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 6: scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

3.6.4. Linea MT n° 4

La linea MT n° 4, in partenza dallo scomparto linea n° 4 del quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno del locale MT, collegherà in entra-esce le seguenti cabine:

- POWER STATION N° 10 del sottocampo n° 10;
- POWER STATION N° 11 del sottocampo n° 11;
- POWER STATION N° 9 del sottocampo n° 9;

In questa fase della progettazione, sono state ipotizzate condizioni di posa standard, le quali prevedono:

- Profondità di posa non inferiore a 1,2 m;
- Temperatura di posa 20°C;
- Numero di circuiti previsti all'interno dello stesso tracciato di scavo pari ad 1;
- Resistività termica del terreno pari a 1,5Km/W.

Per il corretto dimensionamento della linea, è stato applicato il criterio termico considerando come corrente di impiego la somma delle correnti nominali secondarie dei trasformatori MT/BT, nel caso della linea in esame pari a 216 A circa.

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

È necessario inoltre garantire la protezione della linea contro la potenziale sollecitazione termica prodotta in occasione di guasto, pertanto ai fini della determinazione della sezione commerciale da adottare, sono state applicate le 2 seguenti condizioni:

$$1) I_z = I_{zo} \times K1 \times K2 \times K3 \times K4 \geq I_B$$

$$2) S \geq \frac{I_{cc}}{K} \sqrt{t}$$

dove:

- I_{zo} è la portata del cavo in condizioni di posa standard;
- I_z è la portata del cavo nelle condizioni di posa previste dal progetto;
- K1 è il fattore di correzione per posa interrata a temperatura diversa da quella di riferimento;
- K2 è il fattore di correzione per profondità di posa diversa da quella di riferimento;
- K3 è il fattore di correzione relativo alla resistività termica del terreno;
- K4 è il fattore di correzione che tiene conto della presenza di più linee installate all'interno dello stesso tubo protettivo;
- I_B è la corrente di impiego calcolata;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito trifase netto, in corrispondenza del quadro MT, pari a 16 kA;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di conduttore, pari a 143 nel caso di cavi in rame;
- t è il tempo di eliminazione del guasto, assunto pari ad 1 sec.

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:



Pag. 41 | 47

Sulla base delle assunzioni fatte, la scelta potrà ricadere, su **cavi tripolari ad elica visibile AREH45EX 18/30 kV per posa interrata**, aventi le seguenti caratteristiche:

$$S = 3 \times (1 \times 185) \text{ mm}^2$$

$$U_0/U = 18/30 \text{ kV}$$

$$U_{\max} = 36 \text{ kV}$$

$$I_{zo} = 353 \text{ A}$$

CARATTERISTICHE ELETTRICHE

Nome	Capacità nominale [$\mu\text{F} / \text{km}$]	Reattanza di fase a 50 Hz a trifoglio [Ohm/km]	Massima resistenza el. del cond. a 20°C in c.c. [Ohm/km]	Resistenza el. del cond. a 90°C in c.a. - trifoglio [Ohm/km]	Portata di corrente cavi in aria a 30°C - trifoglio [A]	Portata di corrente cavi interrati a 20°C - trifoglio [A]	Corrente di corto circuito nel conduttore 1s [kA]
ARE4H5E(X) 18/30 kV 50 mm ² SK1	0,15	0,152	0,641	0,822	189	168	4,7
ARE4H5E(X) 18/30 kV 70 mm ² SK1	0,166	0,143	0,443	0,568	235	205	6,6
ARE4H5E(X) 18/30 kV 95 mm ² SK1	0,193	0,134	0,32	0,411	284	245	9
ARE4H5E(X) 18/30 kV 120 mm ² SK1	0,217	0,128	0,253	0,325	328	279	11,3
ARE4H5E(X) 18/30 kV 150 mm ² SK1	0,233	0,124	0,206	0,265	369	312	14,2
ARE4H5E(X) 18/30 kV 185 mm ² SK1	0,252	0,119	0,164	0,211	424	353	17,5

Tabella 7: scheda tecnica cavi elettrici

Per maggiori dettagli sulle modalità di posa e sul tracciato della linea, si rimanda alle tavole allegate.

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

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

3.7. Quadro elettrico generale di media tensione

Il quadro elettrico generale di media tensione verrà installato all'interno della cabina di raccolta, e sarà costituito da scomparti predisposti per essere accoppiati tra loro in modo tale da formare un'unica apparecchiatura:



Figura 18 – Esempio tipico di quadro elettrico di MT

Nello specifico, lo schema del quadro prevede i seguenti scomparti MT:

- 2 scomparto partenza linea, da cui verrà derivata la linea elettrica MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza;
- 1 scomparto interruttore generale;
- 4 scomparti partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT di campo;
- 1 scomparto protezioni servizi ausiliari.

Lo scomparto partenza linea conterrà il sezionatore generale di linea, e sarà dotato di protezioni di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra.

A titolo di esempio viene riportato scomparto MT partenza linea, fermo restando che la scelta del Costruttore verrà fatta in fase di progettazione esecutiva.



Figura 19 – Scomparto MT partenza linea

Lo scomparto interruttore generale conterrà il dispositivo generale (DG), costituito da un interruttore tripolare e un sezionatore di linea. Il dispositivo generale sarà dotato di quanto richiesto dalla Norma CEI 0-16, e sarà corredato dai seguenti relè di protezione:

- 1) Protezione di massima corrente di fase a tre soglie:
 - I> per la protezione contro i sovraccarichi;
 - I>> per la protezione contro i guasti polifase su impedenza;

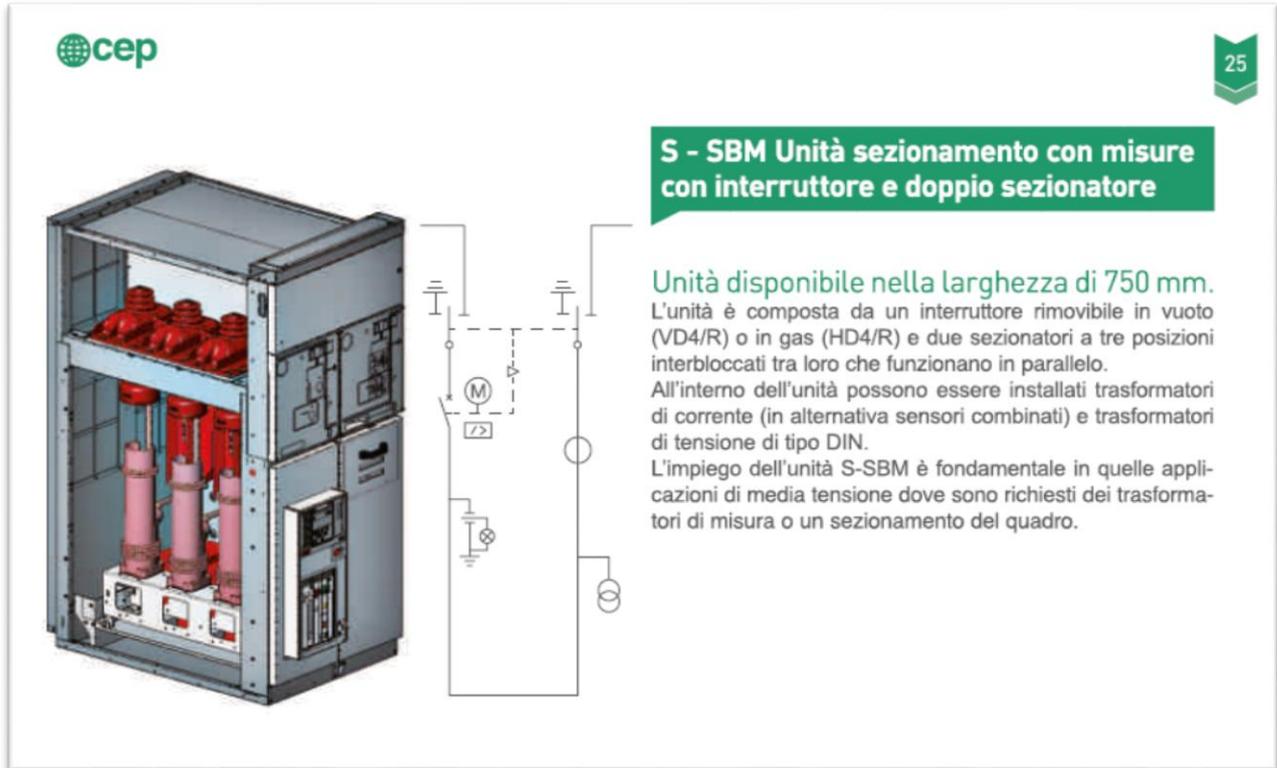


Figura 20 – Scoppo dispositivo generale

Ciascuno scomparto partenza linea, da cui verranno derivate le linee MT verso il campo fotovoltaico, conterrà un dispositivo per la protezione delle linee di media tensione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione:

- Protezione $I_{>>}$ e $I_{>>>}$;
- Protezione $I_{o>>}$;
- protezione 67 N.

Lo stesso dispositivo svolgerà anche la funzione di protezione di interfaccia (PI) e pertanto sarà corredato delle ulteriori seguenti protezioni (Le protezioni di interfaccia, saranno previste anche presso la Sottostazione Elettrica di Utente):

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

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 45 | 47

Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di media tensione in cavo interrato che andrà ad alimentare, in entra-esce, le cabine di campo di trasformazione e conversione.

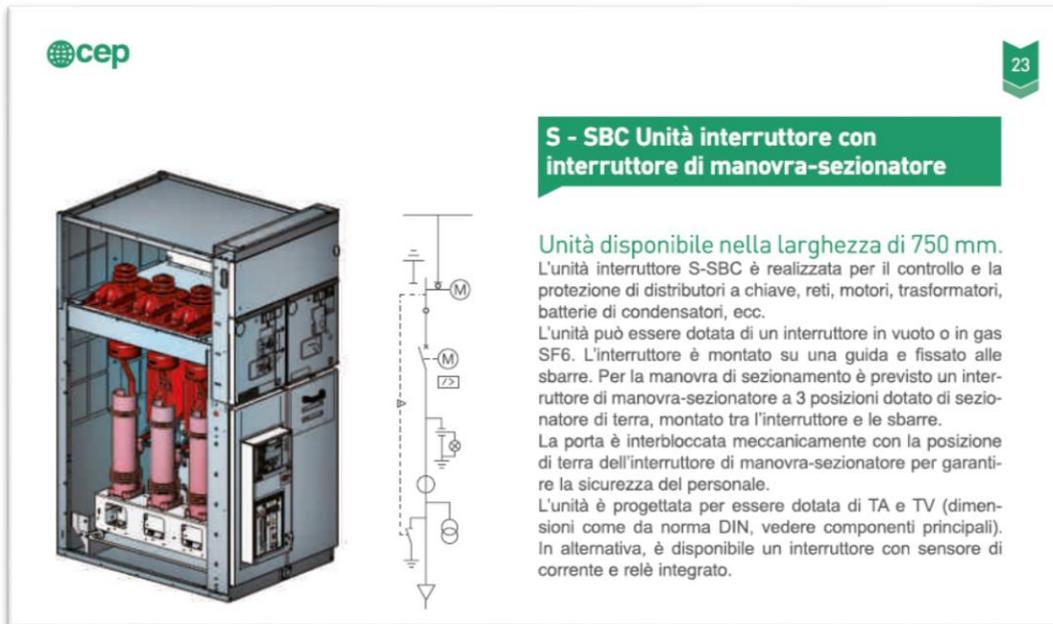


Figura 21 – Scomparto partenza linea verso il campo FV

È previsto inoltre uno scomparto servizi ausiliari, per la protezione del trasformatore MT/BT da 50 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori MT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie.

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



Figura 22 – Scompato protezione trasformatore servizi ausiliari

Per maggiori dettagli sullo schema elettrico unifilare, si rimanda alla TAVOLA B.2.8.

3.7. Servizi di cabina

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

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

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

Committente:

PHOTOVOLTAIC FARM S.R.L.

Progettista:

 AP engineering

Pag. 47 | 47