

REGIONE SICILIANA
PROVINCIA DI CATANIA
COMUNE DI RAMACCA



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA GIUMENTA AL FOGLIO N.36 P.LLA 13, AL FOGLIO N.75 P.LLE 7, 87 E 88, AL FOGLIO N.76 P.LLE 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 E 106, AL FOGLIO N.81 P.LLE 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 E 92, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA ALBOSPINO AL FOGLIO N.76, AVENTE UNA POTENZA PARI A **50.652,00 kWp**, DENOMINATO "RAMACCA"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
IMPIANTO AGRIVOLTAICO



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001120	RS10REL0067A0	Re.2a	30.11.2021	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	09/04/2024	Aggiornamento dei dati a seguito dell'inserimento delle Opere Utente per la Connessione alla RTN a 36 kV presso la futura Stazione Elettrica denominata "Raddusa" e delle Opere di Rete benestriate da Terna S.p.A.			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



HF SOLAR 4 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
Ing. A. Costantino
Ing. C. Chiaruzzi
Ing. G. Schillaci
Ing. G. Buffa
Ing. M.C. Musca

Arch. A. Calandrino
Arch. S. Martorana
Arch. F. G. Mazzola
Arch. G. Vella
Dott. Agr. B. Miciluzzo
Dott. Biol. M. Casisa

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROFESSIONISTA INCARICATO



FIRMA DIGITALE PROGETTISTA

FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO
PROGETTISTA

**Progetto di un impianto agrivoltaico da 50.652,00 kWp
da realizzare nel Comune di Ramacca (CT)**

Relazione tecnica Impianto di Utenza

Progetto definitivo

Sommario

1.	Definizioni	1
2.	Premessa	2
3.	Normativa di riferimento	4
4.	Caratteristiche generali del sito.....	7
5.	Descrizione generale dell'impianto.....	7
5.1	Sotto-sezione Nord.....	8
5.2	Sotto-sezione Sud.....	13
6.	Componentistica impiegata.....	19
6.1	Moduli fotovoltaici.....	19
6.2	Strutture di sostegno moduli fotovoltaici	21
6.3	Linee elettriche di bassa tensione in DC	21
6.4	Gruppi di conversione DC/AC.....	25
6.5	Linee elettriche di sottocampo a 36 kV	29
6.5.1	Sotto-sezione Nord	29
6.5.2	Sotto- sezione Sud	30
6.5.3	Elettrodotti a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN	30
6.6	Cabine di raccolta.....	31
6.7	Quadro elettrico generale	32
6.8	Locali trasformatori servizi ausiliari	35
6.9	Servizi ausiliari di impianto	36

1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

- **Impianto di Rete per la connessione:** porzione di impianto per la connessione, di competenza del Gestore di rete, compreso tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione;
- **Impianto di Utenza per la Connessione:** porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza dell'Utente;
- **Impianto per la Connessione:** insieme degli impianti di rete e di utenza necessari per la connessione alla rete di un Utente;
- **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 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;
- **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.

2. Premessa

La Società “**HF SOLAR 4 S.r.l.**” ha intrapreso l’iniziativa per la realizzazione di un impianto di agrivoltaico nel comune di Ramacca (CT) in contrada Giumenta al foglio n.36 p.lla 13, al foglio n.75 p.lle 7, 87 e 88, al foglio n.76 p.lle 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 e 106, al foglio n.81 p.lle 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 e 92, e delle relative opere di connessione.

L’impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **50.652,00 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 36 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione ricevuto in data **15/09/2023** e identificato con **Codice Pratica 202001120-1**, prevede che l’impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla futura linea RTN a 380 kV, “Chiaramonte Gulfi - Ciminna” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Ai sensi dell’art. 21 dell’allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell’Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il/i nuovo/i elettrodotto/i in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce/constituiscono ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce ***Impianto di Rete per la Connessione***. La restante parte di impianto, a valle dell’impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come ***Impianto di Utenza***.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

¹ Per potenza di picco del Campo Fotovoltaico si intende, ai sensi della Norma CEI 0-16, la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati valutate in condizioni STC

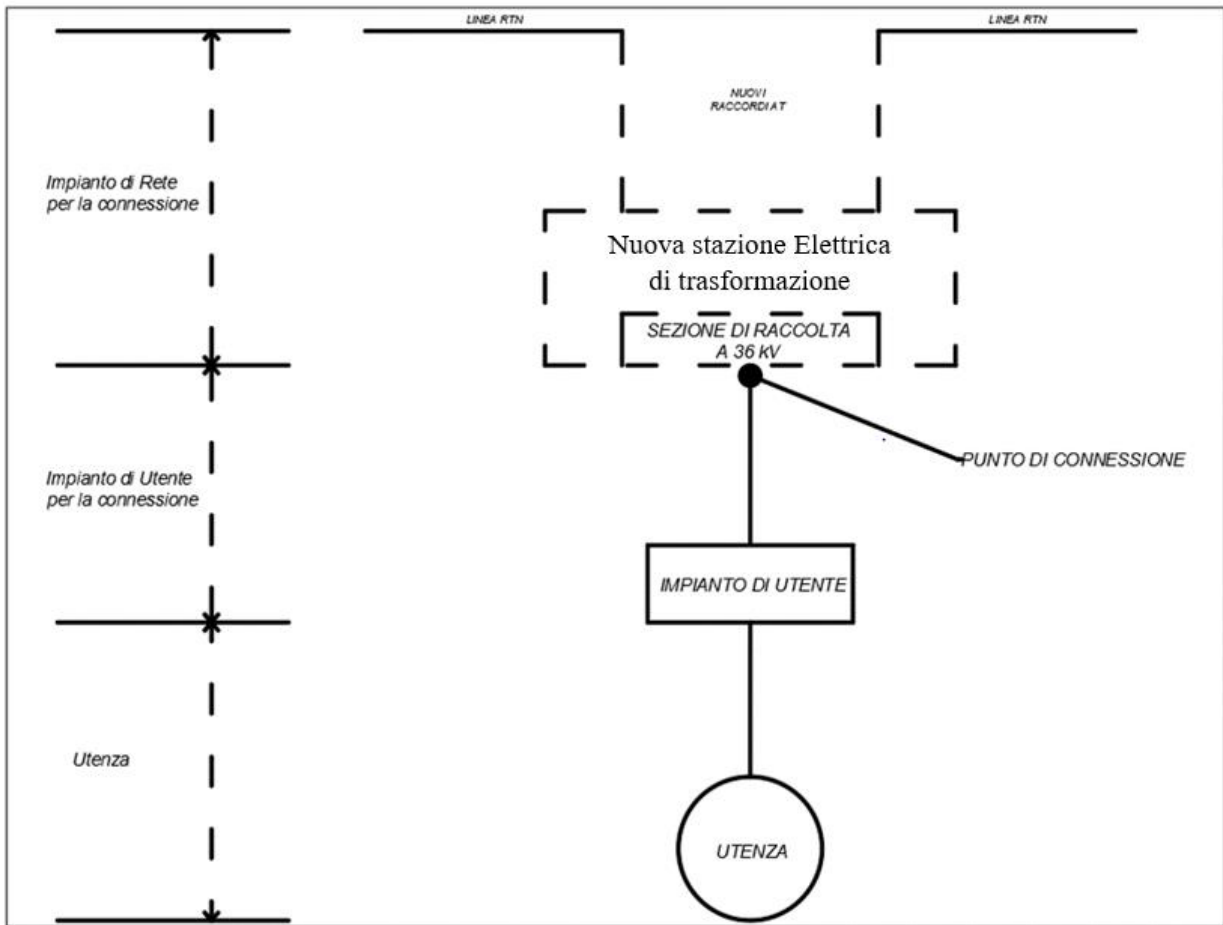


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter Autorizzativo Unico***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espleterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per le opere di rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "*Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione*" di cui al preventivo di connessione.

Nel presente elaborato verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione, mentre per maggiori dettagli sulle Opere di Rete progettate e sull'Impianto di Utenza per la Connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- 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 0-16 “Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 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)”;

- 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”;
- 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;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);

- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

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

4. Caratteristiche generali del sito

5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto agrivoltaico oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società **HF SOLAR 4 S.r.l.**, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **50.652,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla futura linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi- Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica direttamente sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle Stazioni di Conversione e Trasformazione dell'Energia Elettrica prodotta, dei Locali Tecnici e della Cabina di Raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Trina Solar Bifacciale da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate.

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, i moduli verranno installati su strutture tracker Convert da 14 e 28 moduli.

Complessivamente sono stati posizionati 438 tracker da 14 moduli e 2481 tracker da 28 moduli per un totale di 2700 stringhe fotovoltaiche da 28 moduli e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **50.652,00 kWp**.

Per descrivere in maniera dettagliata l'architettura dell'impianto, in questo contesto chiameremo **Sotto-sezione Nord** la porzione di impianto che verrà realizzata in località **Contrada Ficuzza** e **Sotto-sezione Sud** la porzione di impianto che verrà realizzato in Località **Contrada Giumenta**.

5.1 Sotto-sezione Nord

La sezione di impianto ricadente in territorio comunale di Ramacca verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al catasto del comune di **Ramacca al foglio di mappa n. 36 particella 13 e al foglio di mappa n.76 particelle 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105, 106**, e sarà suddivisa in 6 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 1, da 4.915,120 kWp;
- Sottocampo 2, da 4.971,400 kWp;
- Sottocampo 3, da 4.915,120 kWp;
- Sottocampo 4, da 4.877,600 kWp;
- Sottocampo 5, da 4.690,00 kWp;
- Sottocampo 6, da 4.915,120 kWp.



Figura 2: “Sottosezione Nord” con indicazione della suddivisione in sottocampi

Per ciascun sottocampo, è previsto l'utilizzo di una Stazione di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta **MV POWER STATION SMA 5000**, ciascuna delle quali risulta equipaggiata con n° 2 inverter centralizzati SMA da 2500 kVA e un trasformatore AT/BT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti secondari distinti.

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

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

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

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione 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:

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

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:

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

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:

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

essendo $U_{max \text{ inverter}}$ 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:

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

dove:

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

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

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:

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

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{MPPT \min \text{ INVERTER}}$ 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:

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

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ 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:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 14 e 28 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli***, ottenendo esito positivo.

Le cabine di trasformazione dell'energia elettrica prodotta, verranno interconnesse tra loro in entrata a mezzo di linee elettriche a 36 kV dedicate secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: alimenta le Power Station 1 e 2;
- Linea n° 2: alimenta le Power Station 3, 4, 5 e 6.

Le stazioni di conversione e trasformazione sopra menzionate, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, da cui partirà un elettrodotto a 36 kV per il collegamento della sezione di generazione con uno Stallo Arrivo Produttore a 36 kV interno alla Stazione Elettrica della RTN.

5.2 Sotto-sezione Sud

La sezione di impianto ricadente in territorio comunale di Ramacca verrà realizzata sui lotti di terreno distinti al N.C.T. di Ramacca, **al foglio di mappa n. 75 particelle 7, 87, 88 e al foglio n.81 particelle 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91, 92**, e sarà suddivisa in 5 sottocampi fotovoltaici:

- Sottocampo 7, da 4.108,44 kWp;
- Sottocampo 8, da 4.371,08 kWp;
- Sottocampo 9, da 4.333,56 kWp.
- Sottocampo 10, da 4.221,00 kWp.
- Sottocampo 11, da 4.333,56 kWp.

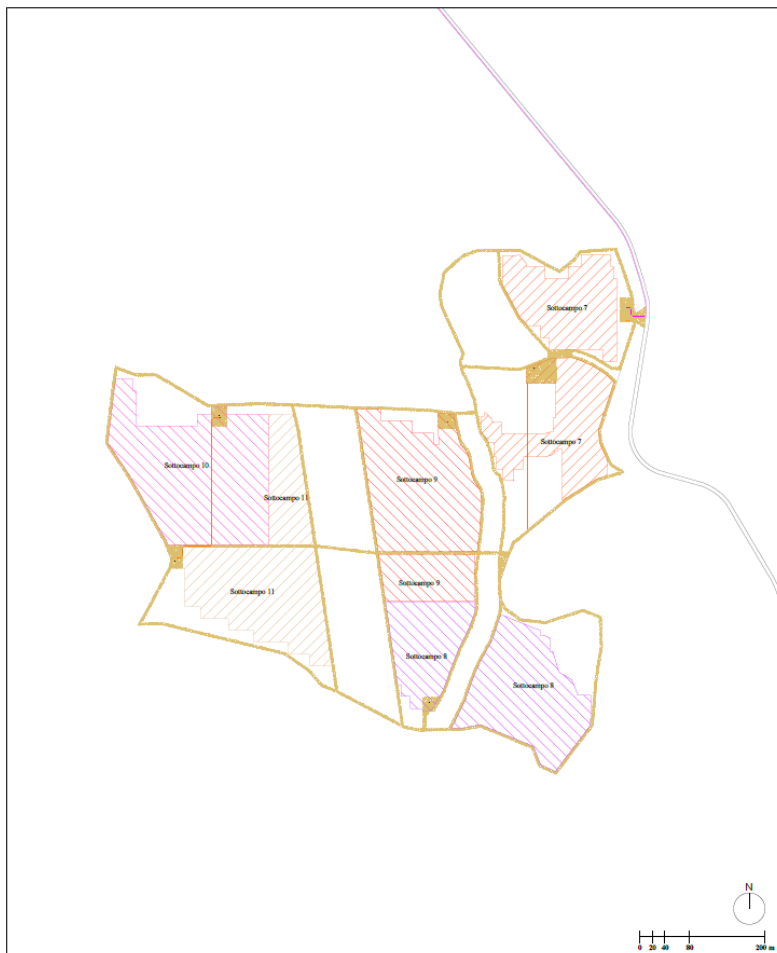


Figura 3: “Sottosezione Sud” con indicazione della suddivisione in sottocampi

Per ciascun sottocampo, è previsto l'utilizzo di una Stazione di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta **MV POWER STATION SMA 5000**, ciascuna delle quali risulta equipaggiata con n° 2 inverter centralizzati SMA da 2500 kVA e un trasformatore AT/BT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti secondari distinti.

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

5. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
6. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
7. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
8. 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:

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

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:

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

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:

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

essendo $U_{max \text{ inverter}}$ 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:

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

dove:

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

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

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:

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

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ 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:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{MPPT \min \text{ INVERTER}}$ 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:

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

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ 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:

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

dove:

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

Considerando che i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 14 e 28 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli***, ottenendo esito positivo.

Le cabine di trasformazione dell'energia elettrica prodotta, verranno interconnesse tra loro in entrata a mezzo di linee elettriche a 36 kV dedicate secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: alimenta le Power Station 7 e 8;
- Linea n° 2: alimenta le Power Station 9, 10 e 11.

Le stazioni di conversione e trasformazione sopra menzionate, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, da cui partirà un elettrodotto a 36 kV per il collegamento della sezione di generazione con uno Stallo Arrivo Produttore a 36 kV interno alla Stazione Elettrica della RTN.

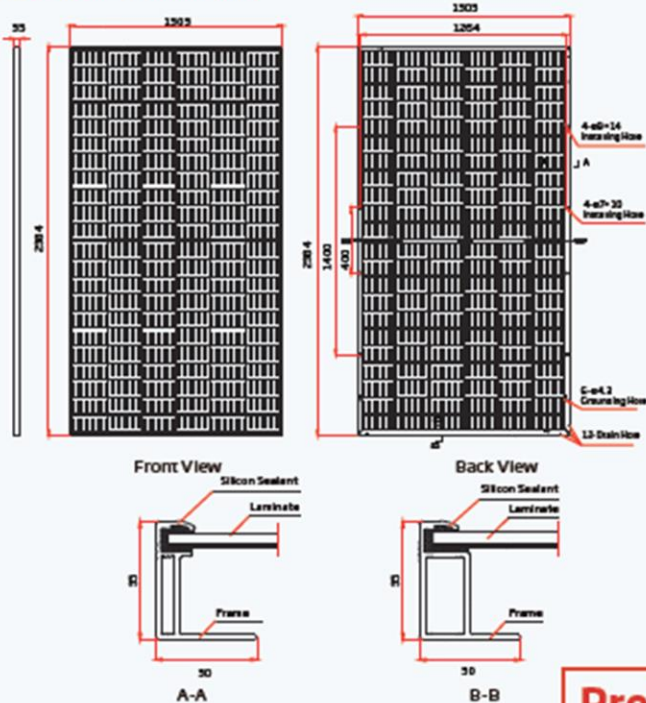
6. Componentistica impiegata

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

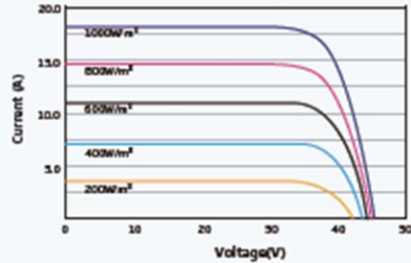
6.1 Moduli fotovoltaici

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.**

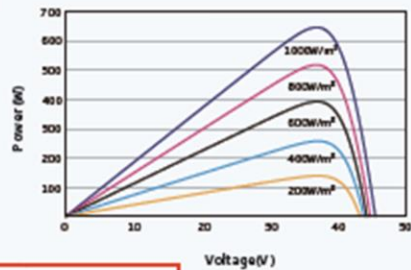
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)



Preliminary

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{max} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance P _{max} (W)	0 - +5							
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±2%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power @ daily 30%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power-P _{max} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminum Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Perforate 280/280mm(11.02/11.02 inches), Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TSA*

*Please refer to specific datasheet for specific connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (ambient operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.349%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.251%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.041%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40--+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max. Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
2% first year degradation
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to specific warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

Modules per box: 31 pieces
Modules per 40' container: 558 pieces

Tabella 1: scheda tecnica dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

6.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST).

Queste sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 1,75 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 2,70 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tali strutture verranno appoggiate a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. Convert, PVH, Nclave, ZIMMERMANN, ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

6.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC

Le linee elettriche di bassa tensione in corrente continua, consentiranno di collegare le stringhe fotovoltaiche agli inverter, i quali, come detto in precedenza, verranno dislocati sul campo in posizione quanto più possibile baricentrica, in modo tale da ottimizzare lo sviluppo delle linee e limitare le perdite di potenza attiva per effetto Joule.

Ciascuna delle linee menzionate, è stata dimensionata in funzione della massima corrente di stringa, incrementata cautelativamente del 25% per tenere conto dell'aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000 W/m^2 .

Supponendo di utilizzare *cavi solari H1Z2Z2-K*, assumendo una lunghezza media di 25 m e nell'ottica di limitare le perdite di potenza attiva a valori non superiori all'1%, la sezione minima da adottare è quella da 10 mm^2 . La scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Formation Formazione	Ø approx. conducteur Ø indicativo conduttore	Épaisseur moyenne isolant Spessore medio isolante	Épaisseur moyenne gaine Spessore medio guaina	Ø. approx. production Ø indicativo produzione	Poids approx. câble Peso indicativo cavo	Résistance électrique max à 20°C Resistenza elettrica max a 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
							Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm²	mm	mm	mm	mm	kg/km	ohm/km	A	A
1 x 1,5	1,5	0,7	0,8	4,7	34	13,7	30	24
1 x 2,5	2,1	0,7	0,8	5,2	47	8,21	40	33
1 x 4	2,5	0,7	0,8	5,8	58	5,09	55	44
1 x 6	3,0	0,7	0,8	6,5	80	3,39	70	70
1 x 10	4,0	0,7	0,8	7,9	127	1,95	95	95
1 x 16	5,0	0,7	0,9	8,8	180	1,24	130	107
1 x 25	6,2	0,9	1,0	10,6	270	0,795	180	142
1 x 35	7,6	0,9	1,1	12,0	360	0,565	220	176
1 x 50	8,9	1,0	1,2	14,1	515	0,393	280	221
1 x 70	10,5	1,1	1,2	15,9	720	0,277	350	278
1 x 95	12,5	1,1	1,3	17,7	915	0,210	410	333
1 x 120	13,7	1,2	1,3	19,8	1160	0,164	480	390
1 x 150	16,1	1,4	1,4	21,7	1460	0,132	566	453
1 x 185	17,7	1,6	1,6	24,1	1780	0,108	644	515
1 x 240	19,9	1,7	1,7	26,7	2310	0,082	775	620

Tabella 2: Scheda tecnica cavi solari H1Z2Z2-K

Per il collegamento dei QPS ai gruppi di conversione, verranno utilizzati cavi ordinari di bassa tensione FG7 per posa interrata, dimensionati in funzione del numero di stringhe interconnesse.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, a cui si rimanda per una maggiore comprensione, nel caso più sfavorevole si hanno n° 13 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = \sum_{i=1}^7 I_{maxstringa}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- I_{max} stringa è la corrente massima di stringa incrementata cautelativamente del 25%;

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times 18,55 \times 13 = 302 \text{ A}$$

Ai fini della scelta della sezione, è stato applicato il criterio termico, in base al quale il cavo, nelle condizioni di posa previste dal progetto, deve avere una portata non inferiore alla corrente di impiego del circuito. Considerando che le linee BT in esame, condivideranno la trincea di scavo,

applicando un coefficiente correttivo della portata di K_4 pari a 0,85 (gli altri fattori correttivi sono stati assunti unitari), la prima sezione commerciale che consente di soddisfare il vincolo imposto dal criterio di dimensionamento applicato è quella da 240 mm². Tuttavia, tenendo conto del fatto che le condizioni di posa potranno subire variazioni in fase di progettazione esecutiva, si è scelto di utilizzare, cautelativamente, cavi da unipolari da 300 mm². La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Assumendo una lunghezza media di 250 m, è stata calcolata la caduta di tensione verificando che questa risulti inferiore al 4%, ottenendo esito positivo.

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore media isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portata di cemento	
							20°C interrato	30° in tubo e in aria
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C in ground	30° in air or pipe
Unipolare / Single core								
1x	1,5	1,6	0,7	6,05	51	13,3	21	20
1x	2,5	2	0,7	6,50	63	7,66	27	26
1x	4	2,6	0,7	7,15	82	4,95	35	37
1x	6	3,4	0,7	7,50	101	3,3	44	46
1x	10	4,4	0,7	7,99	152	1,91	59	66
1x	16	5,7	0,7	9,10	211	1,21	77	86
1x	25	6,9	0,9	10,40	301	0,78	100	117
1x	35	8,1	0,9	11,70	396	0,554	121	144
1x	50	9,8	1	14,05	556	0,386	150	175
1x	70	11,6	1,1	15,90	761	0,272	184	222
1x	95	13,3	1,1	17,56	991	0,206	217	266
1x	120	15,1	1,2	19,90	1219	0,161	259	312
1x	150	16,8	1,4	22,01	1517	0,129	287	355
1x	185	18,6	1,6	24,20	1821	0,106	323	417
1x	240	21,4	1,7	26,66	2366	0,0801	379	490
1x	300	23,9	1,8	31,70	2947	0,0641	429	-
1x	400	27,5	2	35,10	3670	0,0486	541	-
Bipolare / Two cores								
2x	1,5	1,6	0,7	9,60	125	13,3	23	22
2x	2,5	2	0,7	10,56	151	7,66	30	30
2x	4	2,6	0,7	11,90	207	4,95	39	40
2x	6	3,4	0,7	12,70	256	3,3	49	51
2x	10	4,4	0,7	14,27	395	1,91	66	66
2x	16	5,7	0,7	16,30	576	1,21	86	91
2x	25	6,9	0,9	19,00	806	0,78	111	119
2x	35	8,1	0,9	21,40	1052	0,554	136	146
2x	50	9,8	1,0	25,50	1465	0,386	168	175
2x	70	11,6	1,1	30,80	2082	0,272	207	221
2x	95	13,3	1,1	33,90	2917	0,206	245	265
2x	120	15,1	1,2	37,90	3676	0,161	284	305
2x	150	16,8	1,4	42,00	4026	0,129	324	-
Tripolare / Three cores								
3x	1,5	1,6	0,7	10,16	139	13,3	19	19,5
3x	2,5	2,0	0,7	11,00	165	7,66	25	26
3x	4	2,6	0,7	12,50	246	4,95	32	35
3x	6	3,4	0,7	13,50	313	3,3	41	44
3x	10	4,4	0,7	16,50	503	1,91	55	60
3x	16	5,7	0,7	18,50	699	1,21	72	80
3x	25	6,9	0,9	21,90	991	0,78	93	105
3x	35	8,1	0,9	23,99	1370	0,554	114	128
3x	50	9,8	1,0	29,50	1941	0,386	141	154
3x	70	11,6	1,1	33,90	2680	0,272	174	194
3x	95	13,3	1,1	37,80	3487	0,206	206	233
3x	120	15,1	1,2	42,66	4406	0,161	238	266
3x	150	16,8	1,4	48,67	5440	0,129	272	300
3x	185	18,6	1,6	53,50	6750	0,106	306	340
3x	240	21,4	1,7	60,65	8776	0,0801	360	396
Quadrupolare / Four cores								
4x	1,5	1,6	0,7	11,00	171	13,3	19	19,5
4x	2,5	2,0	0,7	12,00	222	7,66	25	26
4x	4	2,6	0,7	13,90	297	4,95	32	35
4x	6	3,4	0,7	15,00	362	3,30	41	44
4x	10	4,4	0,7	17,80	611	1,91	55	60
4x	16	5,7	0,7	20,90	886	1,21	72	80
4x	25	6,9	0,9	23,80	1255	0,78	93	105
3x35+1x25		8,1	0,9	26,50	1611	0,554	114	130

Tabella 3: schede tecniche cavi BT

6.4 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, denominata Power Station, della potenza nominale di 5000 kVA.

La Power Station scelta, risulta equipaggiata con n° 2 gruppi di conversione centralizzati da 2500 kVA ciascuno, e un trasformatore AT/BT da 5000 kVA dotato di n° 2 avvolgimenti elettrici di bassa tensione indipendenti.

Si riporta nel dettaglio la scheda tecnica delle PS prese in considerazione in questa fase della progettazione:



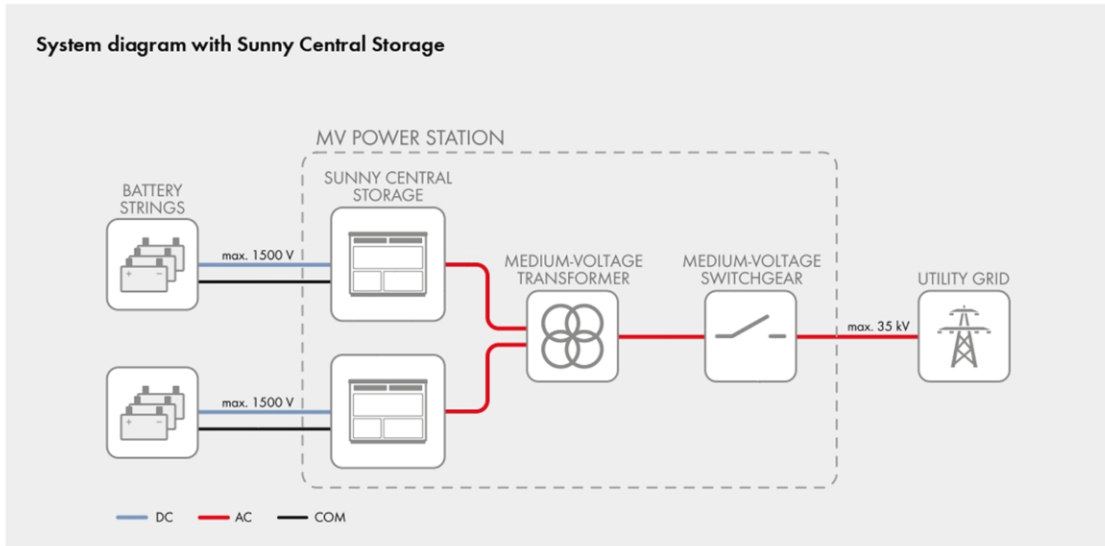
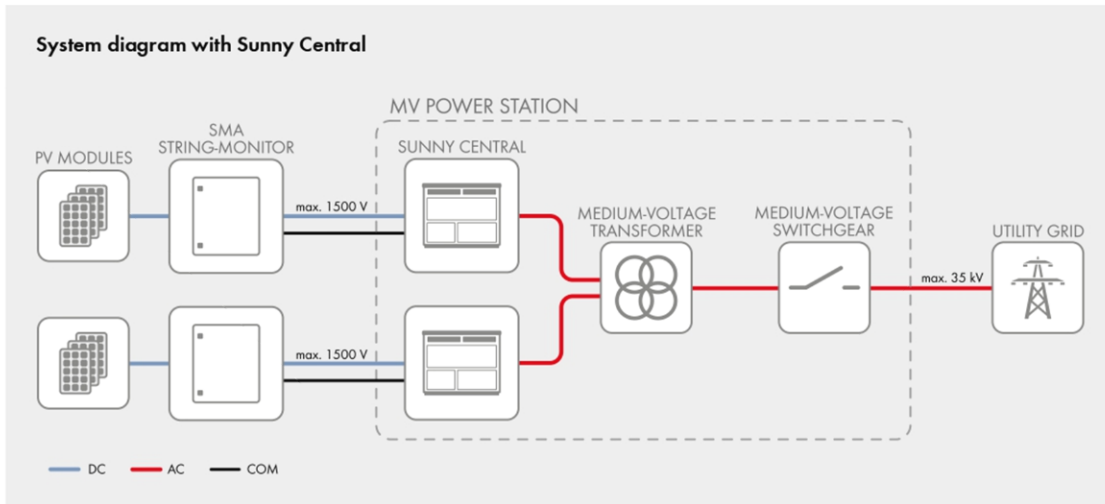
MV POWER STATION

4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000

Technical Data	MV Power Station 4400
Input (DC)	
Available inverters	2 x SC 2200 or 2 x SCS 2200
Max. input voltage	1100 V
Max. input current	2 x 3960 A
Number of DC inputs	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)
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	
Standard power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C) ¹⁾	4400 kVA / 4000 kVA / 0 kVA
Optionale power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 50°C / at 55°C) ¹⁾	4400 kVA / 4000 kVA / 0 kVA
Typical nominal AC voltages	11 kV to 35 kV
AC power frequency	50 Hz / 60 Hz
Transformer vector group Dy11y11 / YNd11d11	● / ○
Transformer cooling methods ONAF ²⁾ / KNAF ²⁾	● / ○
Max. output current at 33 kV	78 A
Transformer no-load losses Standard / Ecodesign at 33 kV	2.8 kW / 3.9 kW
Transformer short-circuit losses Standard / Ecodesign at 33 kV	37.5 kW / 37.5 kW
Max. total harmonic distortion	< 3%
Reactive power feed-in	○ up to 60% of AC power
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Inverter efficiency	
Max. efficiency ³⁾	98.6%
European efficiency ³⁾	98.4%
CEC weighted efficiency ⁴⁾	98.0%
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 of the 40-foot High Cube ISO container (W / H / D) ⁵⁾	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
Weight	< 26 t
Self-consumption (max. / partial load / average) ¹⁾	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
Self-consumption (stand-by) ¹⁾	< 600 W
Degree of protection according to IEC 60529	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65
Environment: standard / chemically active / dusty	● / ○ / ○
Degree of protection according to IEC 60721-3-4 (4C1, 4S2 / 4C2, 4S2 / 4C2, 4S4)	● / ○ / ○
Maximum permissible value for relative humidity	15% to 95%
Max. operating altitude above mean sea level 1000 m / 2000 m / 3000 m / 4000	● / ○ / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)
Fresh air consumption of inverter and transformer	20000 m ³ /h
Features	
DC terminal	Terminal lug
AC connection	Outer-cone angle plug
Tap changer for MV-transformer: without / with	● / ○
Shield winding for MV-Transformer: without / with	● / ○
Communication package	○
Station enclosure color	RAL 7004
Transformer for external loads: without / 30 kVA / 40 kVA / 50 kVA / 60 kVA	● / ○ / ○ / ○ / ○
Medium-voltage switchgear: without / 2 feeders / 3 feeders	● / ○ / ○
1 or 2 cable feeders with load-break switch, 1 transformer feeder with circuit breaker, internal arc classification IAC A FL 20 kA 1 s according to IEC 62271-200	● / ○ / ○ / ○ / ○
Accessories for medium-voltage switchgear: without / auxiliary contacts / motor for transformer feeder / cascade control / monitoring	● / ○ / ○ / ○ / ○
Oil containment: without / with (integrated)	● / ○
Industry standards (for other standards see the inverter datasheet)	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076 , CSC certificate, EN 50588-1
● Standard features ○ Optional features – Not available	
Type designation	MVPS-4400-20

- 1) Data based on inverter
- 2) ONAF = Mineral oil with forced air cooling; KNAF = Organic oil with forced air cooling
- 3) Efficiency measured at inverter without internal power supply
- 4) Efficiency measured at inverter with internal power supply
- 5) Transport dimensions

MV Power Station 4950	MV Power Station 5000	MV Power Station 5500	MV Power Station 6000
2 x SC 2475 or 2 x SCS 2475	2 x SC 2500-EV or 2 x SCS 2500-EV	2 x SC 2750-EV or 2 x SCS 2750-EV	2 x SC 3000-EV or 2 x SCS 3000-EV
1100 V	1500 V	1500 V	1500 V
2 x 3960 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A	2 x 3200 A
○	2 x 24 double pole fused (2 x 32 single pole fused)	○	○
	○		
	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
4950 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
4950 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5000 kVA / 4500 kVA / 0 kVA	5500 kVA / 5000 kVA / 0 kVA	6000 kVA / 5400 kVA / 0 kVA
11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV	11 kV to 35 kV
50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz	50 Hz / 60 Hz
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
87 A	88 A	97 A	105 A
3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.1 kW / 4.0 kW	3.2 kW / 4.5 kW
37.5 kW / 37.5 kW	37.5 kW / 37.5 kW	40.0 kW / 40.0 kW	45.5 kW / 45.5 kW
< 3%	< 3%	< 3%	< 3%
○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power	○ up to 60% of AC power
1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
98.6%	98.6%	98.7%	98.8%
98.4%	98.3%	98.6%	98.6%
98.0%	98.0%	98.5%	98.5%
DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch	DC load-break switch
Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker	Medium-voltage vacuum circuit breaker
Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I	Surge arrester type I
●	●	●	●
IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s	IAC A 20kA 1s
12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
< 26 t	< 26 t	< 26 t	< 26 t
< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
< 600 W	< 740 W	< 740 W	< 740 W
	Control rooms IP23D, inverter electronics IP65		
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%	15% to 95%
● / ○ / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)		● / ○ / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h	20000 m³/h
Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug	Terminal lug
Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug	Outer-cone angle plug
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
○	○	○	○
RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004	RAL 7004
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○	● / ○ / ○
● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○	● / ○ / ○ / ○ / ○
● / ○	● / ○	● / ○	● / ○
	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076, CSC certificate, EN 50588-1		
MVPS-4950-20	MVPS-5000-20	MVPS-5500-20	MVPS-6000-20



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

MPP540000002111848V31 SMA and Sunny Central are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. If Certified paper: Change to products and services, including those resulting from country-specific requirements, and deviations from technical data are subject to change without notice. SMA, as is, is not liable for mistakes or printing errors. For the latest information, please visit SMA-Solar.com.

6.5 Linee elettriche di sottocampo a 36 kV

Le cabine elettriche di trasformazione di ciascuna sotto-sezione di impianto (Sotto-sezione Nord e Sotto-sezione Sud), verranno collegate alla cabina di raccolta di pertinenza a mezzo di linee elettriche di sottocampo a 36 kV realizzate con *cavi ad elica visibile ARE4H5EX* adatti per posa interrata, dimensionate in funzione della potenza massima da trasmettere.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento linee elettriche di sottocampo*” per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicato.

6.5.1 Sotto-sezione Nord

Per la Sotto-sezione Nord, è prevista la realizzazione di n° 2 linee elettriche di sottocampo a struttura radiale. Le linee sopra menzionate, interconnettono le Power Station secondo l’ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: alimenta le Power Station 1 e 2;
- Linea n° 2: alimenta le Power Station 3, 4, 5 e 6.

aventi le caratteristiche di seguito riportate:

Linea n° 1

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 870 m.

Linea n° 2

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x400) mm²;
- Lunghezza: circa 1540 m.

6.5.2 Sotto- sezione Sud

Per la Sotto-sezione Sud, è prevista la realizzazione di n° 2 linee elettriche di sottocampo a struttura radiale. Le linee sopra menzionate, interconnettono le Power Station secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: alimenta le Power Station 7 e 8;
- Linea n° 32: alimenta le Power Station 9, 10 e 11.

aventi le caratteristiche di seguito riportate:

Linea n° 1

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 920 m.

Linea n° 2

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x300) mm²;
- Lunghezza: circa 1210 m

6.5.3 Elettrodotti a 36 kV di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN

Ciascuna sezione di impianto, verrà collegata con la sezione a 36 kV della Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN, a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato dedicato (Impianto di Utenza per la connessione), opportunamente dimensionato in funzione della potenza da trasmettere.

Dorsale Sotto-sezione Nord

Di seguito vengono riportate le caratteristiche elettriche della dorsale a 36 kV a servizio della sotto-sezione Nord, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento cavi elettrici a 36 kV*” per maggiori dettagli sul criterio di dimensionamento applicato.

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x630) mm²;
- Lunghezza: circa 2,6 km.

Considerando che le condizioni di posa potranno variare rispetto a quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, la sezione scelta verrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Dorsale Sotto-sezione Sud

Di seguito vengono riportate le caratteristiche elettriche della dorsale a 36 kV a servizio della sotto-sezione Sud, rimandando alla relazione tecnica specialistica “**Dimensionamento cavi elettrici A 36 kV**” per maggiori dettagli sul criterio di dimensionamento applicato.

- Tipologia di cavo: ARE4H5EX;
- Formazione: 3x(1x630) mm²;
- Lunghezza: circa 2,45 km.

Considerando che le condizioni di posa potranno variare rispetto a quelle ipotizzate in questa fase della progettazione, la sezione scelta verrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

6.6 Cabine di raccolta

Per ciascuna Sotto-sezione di impianto, è prevista l’installazione di un container 40’ di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m con funzione di cabina di raccolta, all’interno della quale verranno installati i seguenti componenti:

- Quadro elettrico generale;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari.

6.7 Quadro elettrico generale

Il quadro elettrico generale di ciascuna sotto-sezione di impianto sarà costituito da scomparti isolati in aria predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

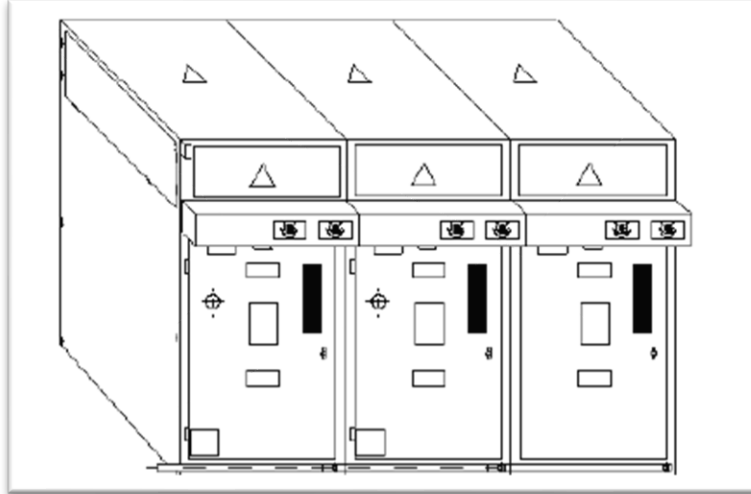


Figura 5: immagine indicativa di scomparti isolati in aria

Gli scomparti sono stati dimensionati per reti con correnti di cortocircuito di 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti di media tensione previsti sono quelli di seguito riportati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di interfaccia;
- N° 2 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore e asservito da protezione di massima corrente e direzionale di terra;
- N° 1 scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari, costituito da un interruttore di manovra sezionatore con fusibile, a protezione del trasformatore installato all'interno della stessa cabina e attraverso cui verranno alimentati i servizi ausiliari di cabina.
- Uno scomparto TV di protezione

di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:

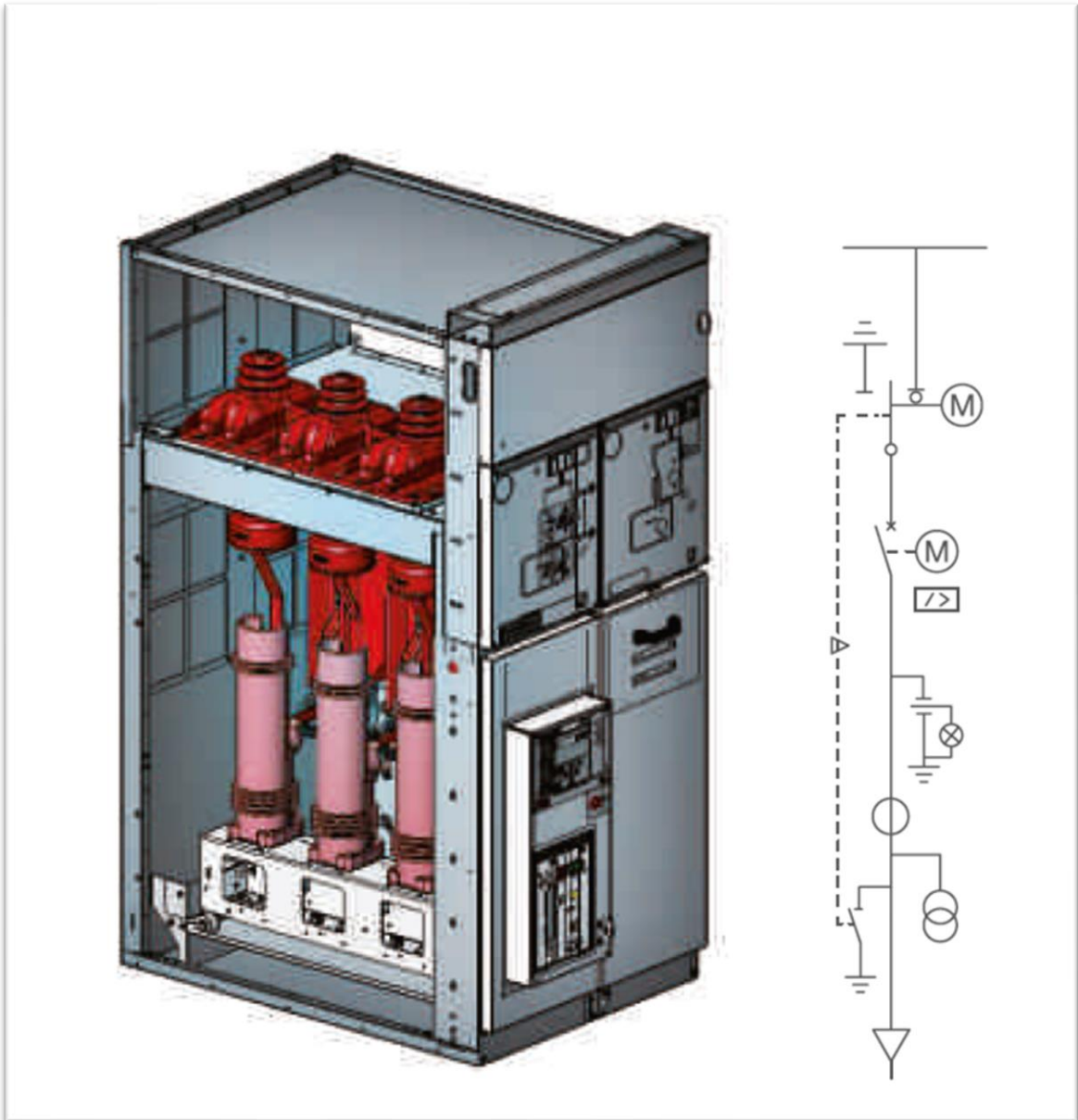


Figura 6: scomparto arrivo linea/partenza linea

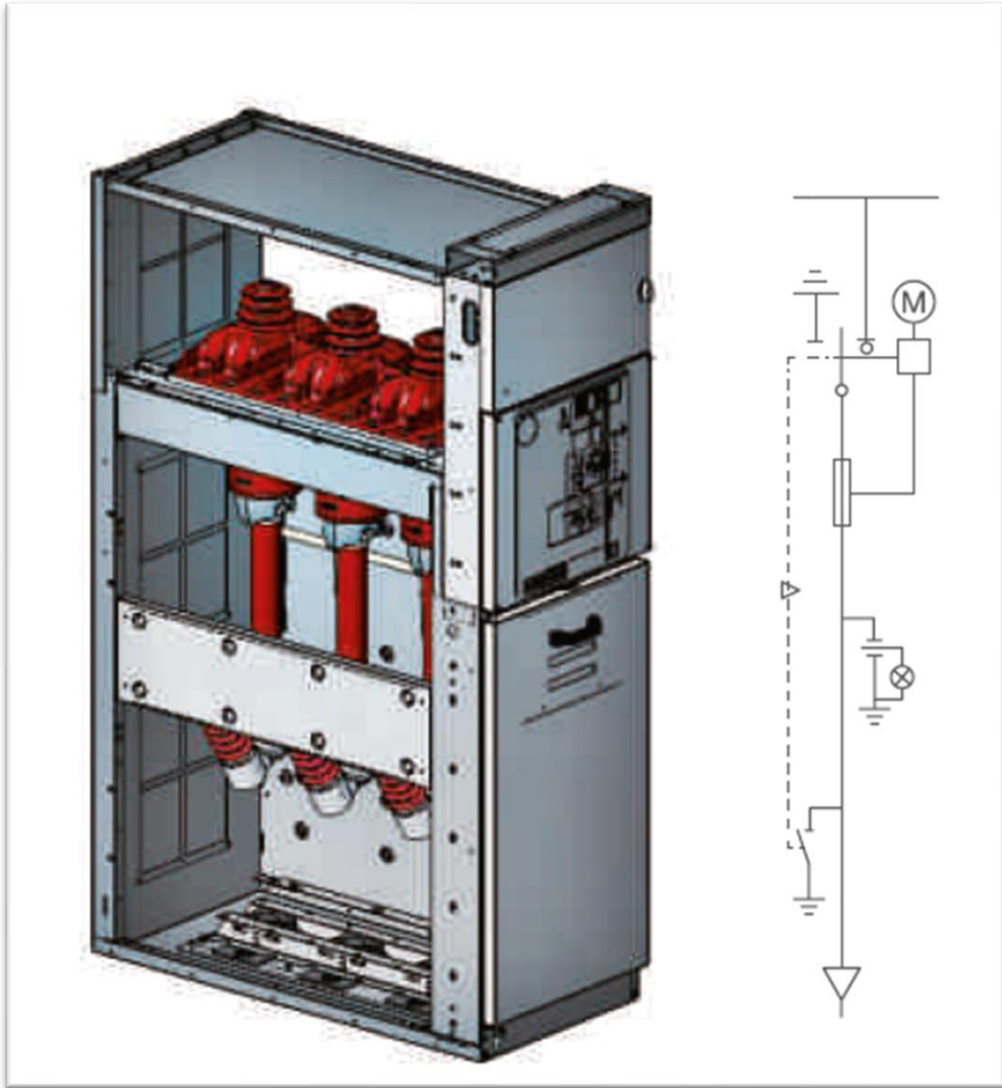


Figura 7: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

6.8 Locali trasformatori servizi ausiliari

Sono appositi locali tecnici adiacenti ad ognuna delle Power Station presenti nell'impianto, accoglieranno i trasformatori servizi ausiliari corredati di quadri AT e BT.

I trasformatori ausiliari avranno il compito di alimentare i servizi generali delle Power Station stesse e tutti i servizi che necessiteranno di una alimentazione BT nell'intorno della porzione d'impianto per cui la Power Station sarà designata.

Caratteristiche dei Trasformatori ausiliari AT/BT:

- Potenza Nominale: 50 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 36 kV
- Tensione Secondaria Nominale: 400V
- Tensione di Cortocircuito: 6%

Dettagli costruttivi delle cabine:

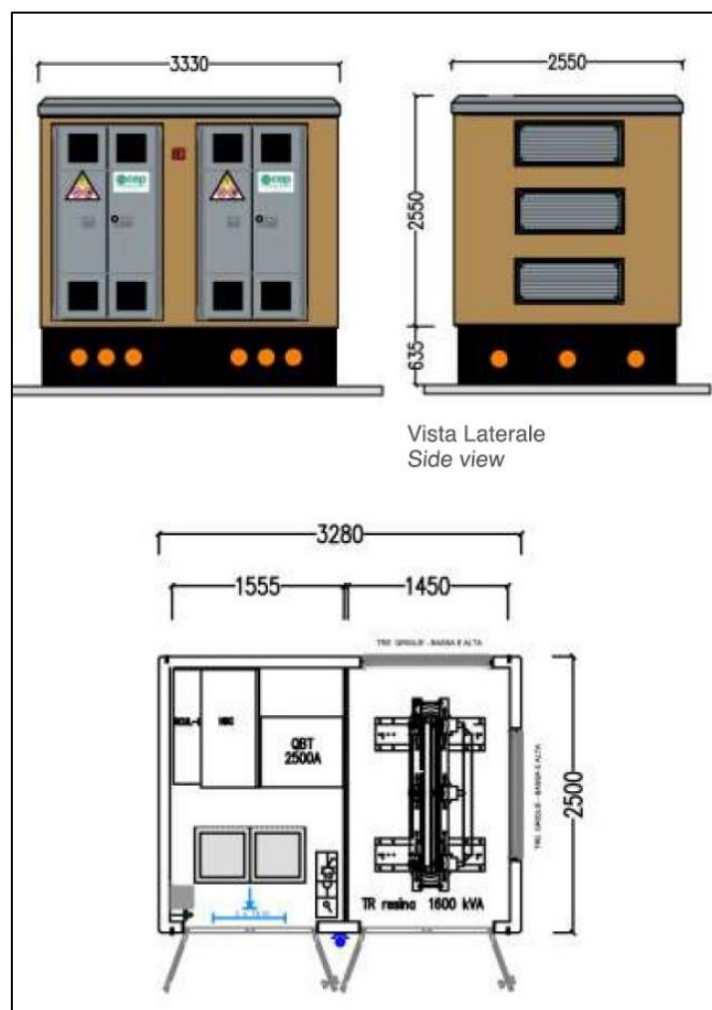


Figura 8: Costruttivo Cabine Servizi Ausiliari

6.9 Servizi ausiliari di impianto

I servizi di cabina e i servizi ausiliari dell'impianto (relè di protezione, motori elettrici di movimentazione dei tracker, impianto di illuminazione, etc...), saranno alimentati attraverso trasformatori AT/BT "servizi ausiliari", installati in appositi locali tecnici e dimensionati in funzione dei carichi da alimentare.

All'interno delle varie cabine di trasformazione e locali tecnici previsti, verranno garantiti i seguenti servizi:

- 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.

È previsto inoltre un impianto di videosorveglianza con telecamere collegate ad una postazione centrale di videoregistrazione ed archiviazione delle immagini. Il sistema di **videosorveglianza** sarà montato su pali di acciaio zincato fissati al suolo con plinto di fondazione in calcestruzzo. I pali avranno un'altezza massima di 4 metri e saranno dislocati lungo il perimetro dell'impianto e le termocamere saranno fissate alla sommità degli stessi. In modo da avere la visione completa del perimetro dell'impianto e la visione completa di tutto l'interno dell'impianto (visione dei pannelli).

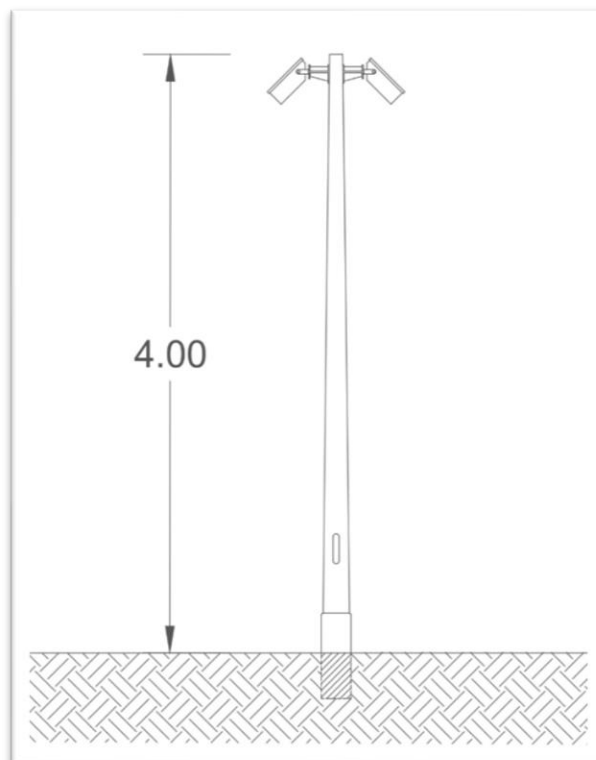


Figura 9: sostegno per impianto di videosorveglianza

Il complesso di video registrazione sarà dotato di gruppo di continuità da 10 kVA in grado di alimentare il videoregistratore, lo switch ed il trasmettitore satellitare per almeno 2 ore ed all'interno è dotato di Hard disk in modo da poter archiviare le immagini in continua, per più tempo in funzione della dimensione dell'Hard Disk.

La registrazione delle immagini deve essere a ciclo continuo, ed il sistema deve permettere l'archiviazione di immagini relative a due settimane solari.

Il software di gestione della videosorveglianza da remoto è in grado di:

- Gestire diversi monitor per diversi impianti;
- Condividere il monitor per la visione contemporanea di diverse telecamere di un singolo impianto;
- Consentire la visione delle immagini registrate;
- Gestire la registrazione sia manuale che su evento.