



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI RAGUSA  
 COMUNE DI ACATE



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI ACATE (RG) IN CONTRADA CASALE - CANALOTTI AL FOGLIO N.36 P.LLE 90, 91, 103, 115, 196, 277, 326, 23, 372, 373, 374 E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI ACATE NELLA MEDESIMA CONTRADA AL FOGLIO N.30 P.LLA 487 AVENTE UNA POTENZA PARI A 22.080,52 kWp, DENOMINATO "ACATE"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA - IMPIANTO AGRIVOLTAICO



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001119	RS06REL0065A0		30.11.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE



HF SOLAR 5 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa  
 Arch. M. Gullo  
 Ing. A. Costantino  
 Arch. Y. Kokalah  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Arch. S. Martorana  
 Ing. G. Schillaci  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Ing. G. Buffa  
 Arch. G. Vella  
 Arch. A. Calandrino

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

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte  
energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica  
denominato  
“Acate”**

**Relazione tecnica Impianto di Utenza**

**Progetto definitivo**

## **Sommario**

1.	Definizioni.....	1
2.	Premessa.....	2
3.	Normativa di riferimento.....	6
4.	Caratteristiche generali del sito.....	9
5.	Descrizione generale dell'impianto.....	11
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.....	24
6.5	Linee elettriche di media tensione interne al campo.....	28
6.6	Dorsale MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.....	30
6.7	Cabina di raccolta.....	32
6.8	Quadro elettrico generale di media tensione.....	32
6.9	Locali trasformatori servizi ausiliari.....	35
6.10	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 Utente 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 utente 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 5 S.r.l.**” ha intrapreso l’iniziativa per la realizzazione di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia fotovoltaica, nel territorio comunale di Acate (RG) in Contrada Casale - Canalotti al foglio n° 36 p.lle 90, 91, 103, 115, 196, 277, 326, 23, 372, 373 e 374 e delle relative opere di connessione da realizzare nel Comune di Acate nella medesima contrada al foglio n.° 30 p.lla 487.

L’impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco<sup>1</sup> pari a **22.080,52 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione con preventivo di connessione ricevuto in data 24/09/2020 e identificato con Codice Pratica 202001119 Prot. Terna P20200060306 prevede che l’impianto venga collegato in antenna a 150 kV con una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV “Gela- Vittoria” previo potenziamento/rifacimento della linea RTN “Gela-Vittoria” e realizzazione degli interventi di cui al Piano di Sviluppo Terna, costituiti da:

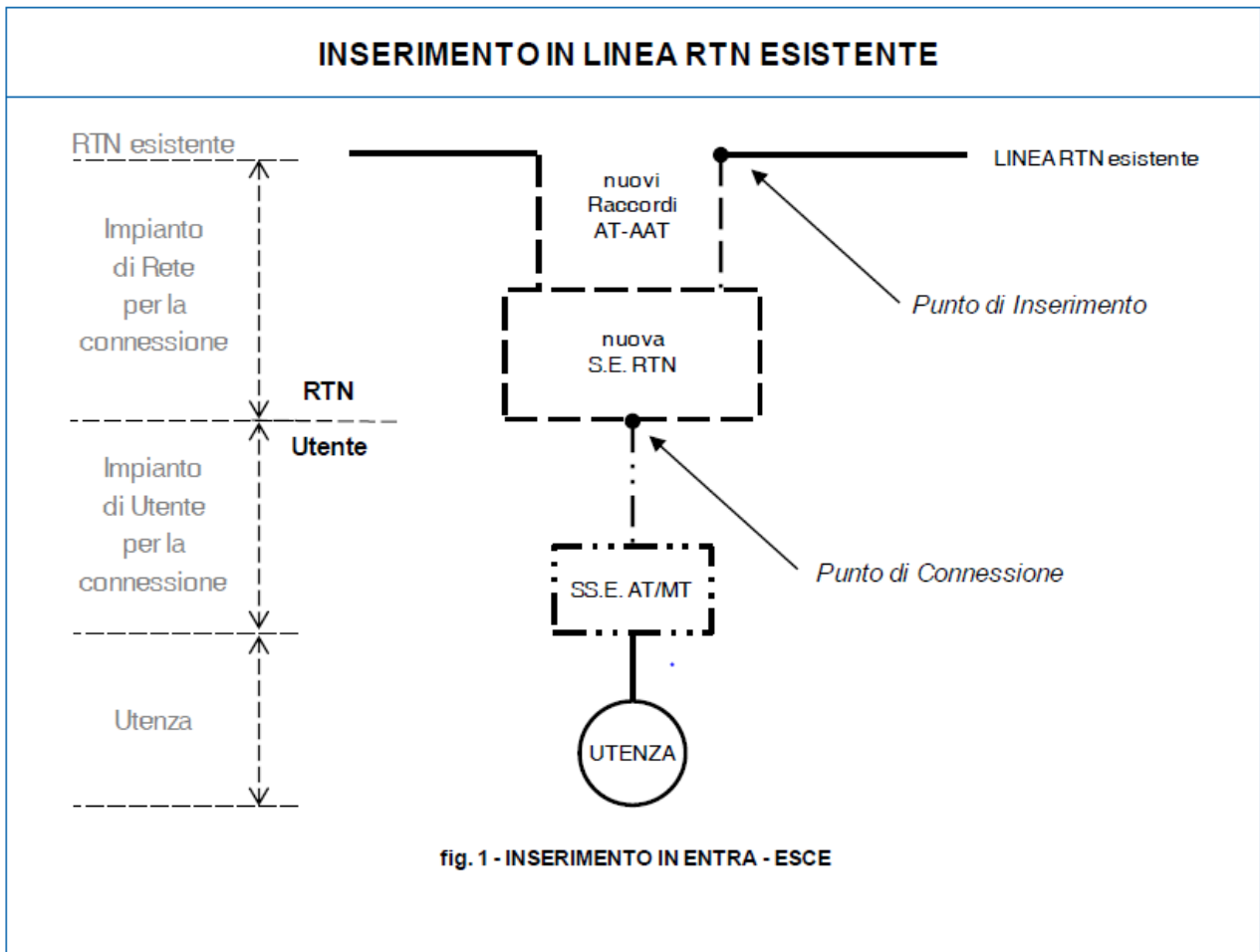
- un nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra le Cabine Primarie di Vittoria Sud e S. Croce Camerina;
- risoluzione dell’attuale derivazione rigida della CP Dirillo.

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 nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 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:

---

<sup>1</sup> 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



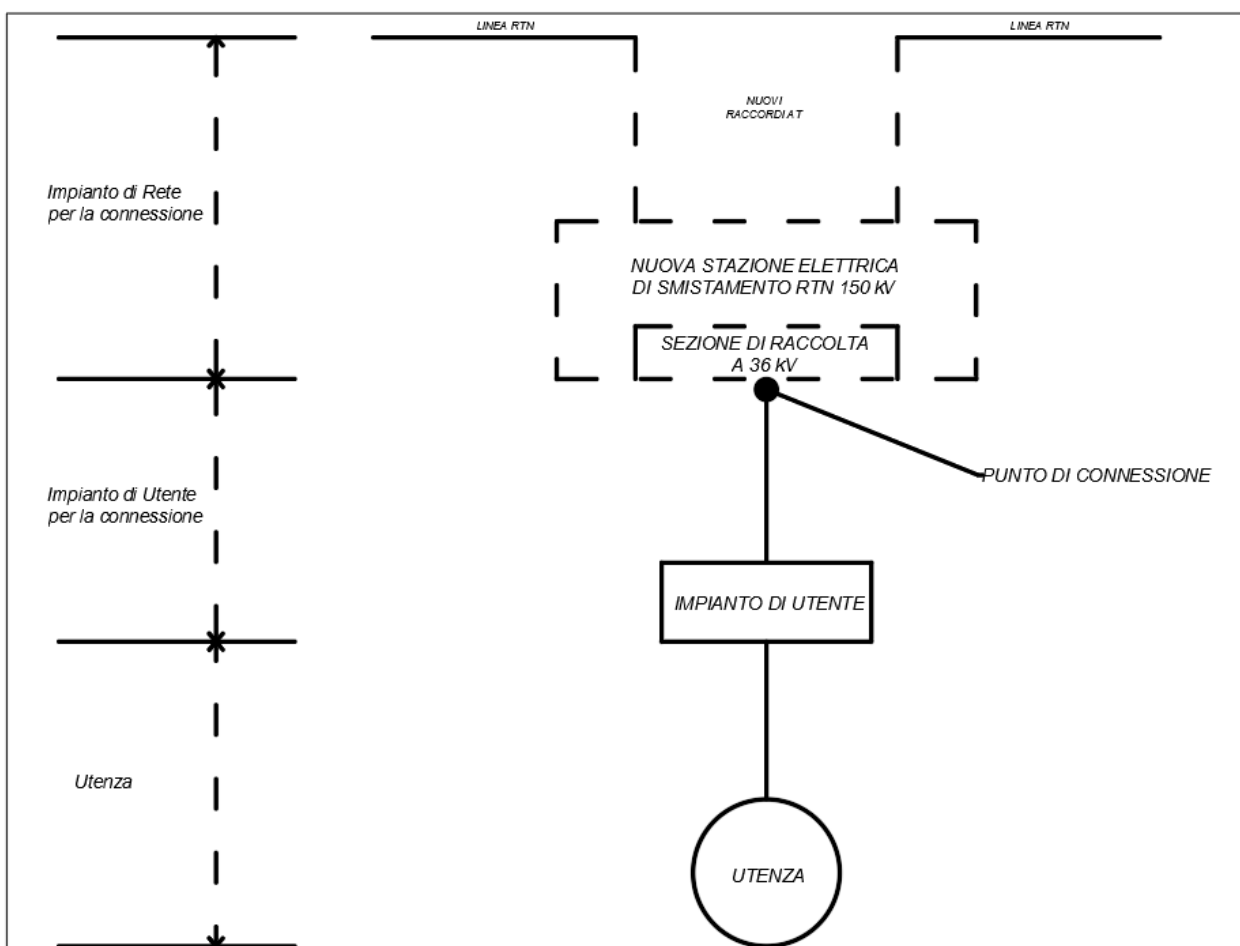
Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter Autorizzativo Unico***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione e di utenza, anche per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

Il progetto dell'Impianto di Rete per la Connessione, verrà elaborato in piena osservanza della *Soluzione Tecnica Minima Generale* e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

In questo contesto verranno descritte le caratteristiche delle Opere Elettriche costituenti l'Impianto di Produzione. Per maggiori dettagli sulle Opere di Rete necessarie per la connessione e sull'Impianto di Utenza per la connessione, si rimanda alle relazioni tecniche specialistiche allegate al progetto.

**Tuttavia, considerando che in data 20.10.2021 Terna ha pubblicato la revisione dell'Allegato A.2 al Codice di Rete "Guida agli schemi di connessione", introducendo un nuovo standard di connessione al livello di tensione di 36 kV per gli impianti di potenza fino a 100 MW che intendono connettersi alla Rete di Trasmissione Nazionale, la Società Proponente richiederà al Gestore di Rete l'applicazione di questa nuova soluzione tecnica di connessione.**

Il nuovo schema di connessione prevede che l'impianto di produzione venga collegato direttamente ad uno stallo a 36 kV, come rappresentato in figura 2:



L'adozione del nuovo schema di connessione a 36 kV comporterebbe:

- un utilizzo ottimale della capacità dello stallo e delle infrastrutture di rete;
- una minore occupazione del suolo, dato che non sarà più necessario realizzare stalli dedicati per ciascun impianto di produzione e le Sottostazioni Elettriche di Utente MT/AT;

- una semplificazione dell'iter autorizzativo per i titolari delle varie iniziative.

I progetti dell'Impianto di Rete per la Connessione e dell'Impianto di Utenza per la Connessione, potranno pertanto subire una modifica migliorativa in termini di riduzione dell'occupazione del suolo, a valle dell'ufficializzazione della nuova soluzione standard di connessione a 36 kV.



### 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

Il sito è identificato al catasto del comune di di Acate (RG) in località “Contrada Casale - Canalotti” su lotti di terreno distinti al N.T.C. Foglio 36, p.lle 90, 91, 103, 115, 196, 277, 326, 23, 372, 373, 374; l’area relativa alla sottostazione sarà localizzata sempre nel territorio comunale di Acate al foglio n° 30 su una porzione di 2,00 ha della particella n°487, contigua all’impianto agrIvoltaico. La sottostazione utente sarà collegata ad una futura Stazione Elettrica la cui posizione è prevista nella restante parte della particella n° 487, su una porzione di terreno di circa 3,55 ha.

L’impianto denominato “ACATE” di terreno posto ad un’altitudine media di **135.00** m s l m, dalla forma poligonale regolare. Nel complesso, l’assetto morfologico dell’area di impianto e del territorio circostante si presenta abbastanza uniforme, prevalentemente pianeggiante.

L’area è facilmente raggiungibile tramite viabilità pubblica e pertanto non è necessario realizzare opere di viabilità d’accesso. Le principali vie di accesso sono la strada comunale “Bosco Canalotti”, che costeggia il confine est dell’impianto e dell’area della sottostazione utente fornendo un facile accesso ad entrambe le aree, e la SP 1, che costeggia il confine nord della particella 487, garantendo l’accesso alla porzione della particella destinata alla futura SE.

L’estensione complessiva del terreno è di circa 22,3 ettari, mentre l’area occupata dagli inseguitori (area captante) risulta pari a circa 10,4 ettari, determinando sulla superficie catastale complessiva assoggettata all’impianto, un’incidenza pari a circa il 46 %.

L’area vasta attorno al sito è contraddistinta dalla presenza di versanti medie pendenze nord che in direzione dell’alveo del fiume Dirillo, mentre a sud si trovano aree prevalentemente pianeggianti e uniformi.

Non sono presenti sul sito di impianto particolari fenomeni di ombreggiamento, in quanto sono state calcolate le dovute distanze dai due edifici presenti sul sito e considerando l’estirpazione delle essenze arboree presenti che potrebbero ostacolare l’irraggiamento diretto durante tutto l’arco della giornata.

L’impianto sarà dotato di viabilità interna, degli accessi carrabili per l’utente, uno spazio carrabile per la fruizione delle cabine di raccolta, dei locali tecnici e power station, recinzione perimetrale e sistema di sorveglianza.

La viabilità interna ha una larghezza di circa 4 m e saranno realizzate in battuto e materiale inerte di cava a diversa granulometria.

Gli accessi carrabili previsti saranno costituiti ciascuno da uno spiazzale in terreno battuto e materiale inerte da cava atto a favorire la visibilità e l’uscita in sicurezza dei mezzi; i cancelli di

ingresso saranno di tipo scorrevole motorizzato e avranno una dimensione di circa 7 m e un'altezza pari a circa 2 m. Saranno previsti ulteriori ingressi pedonali tramite cancelli della dimensione di circa 0.9 m di larghezza e 2 m di altezza circa.

La recinzione perimetrale sarà di tipo metallica in grigliato a maglia rettangolare di ridotte dimensioni, e sarà disposta per una lunghezza di circa 2280 m; gli elementi verranno fissati al terreno attraverso paletti metallici che la sosterranno. Alla base della recinzione saranno inoltre previsti dei passaggi che consentiranno alla piccola fauna locale di attraversare l'area evitando ogni tipo di barriera.

Inoltre, viste le direttive del Piano Energetico della Regione Siciliana, sarà prevista la realizzazione di una fascia arborea perimetrale di 10 metri di specie autoctone e sperimentali a confine della zona di impianto, con l'obiettivo di limitare al minimo la visibilità dello stesso dai rilievi presenti nel territorio e favorendo così il suo inserimento nel contesto paesaggistico locale. Per le ulteriori misure di mitigazione ambientale previste si rimanda allo Studio di Impatto Ambientale.

## 5. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**HF SOLAR 5 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 **22.080,52 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 150 kV "Gela – Vittoria" previo potenziamento/rifacimento della linea RTN 150 kV "Gela – Vittoria" e realizzazione degli interventi di cui al Piano di Sviluppo Terna, costituiti da:

- nuovo elettrodotto RTN 150 kV di collegamento tra le Cabine Primarie Vittoria Sud e S. Croce Camerina;
- risoluzione dell'attuale derivazione rigida della CP Dirillo.

Fermo restando le caratteristiche delle Opere di Utente per la connessione (Sottostazione Elettrica di Utente MT/AT e linea in cavo interrato a 150 kV di collegamento con la SE Terna) descritte nel progetto delle Opere di Rete necessarie per la connessione (a cui si rimanda per maggiori dettagli), in questo contesto l'attenzione verrà focalizzata sul dimensionamento delle *Opere di Utente* costituenti il parco di generazione.

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.

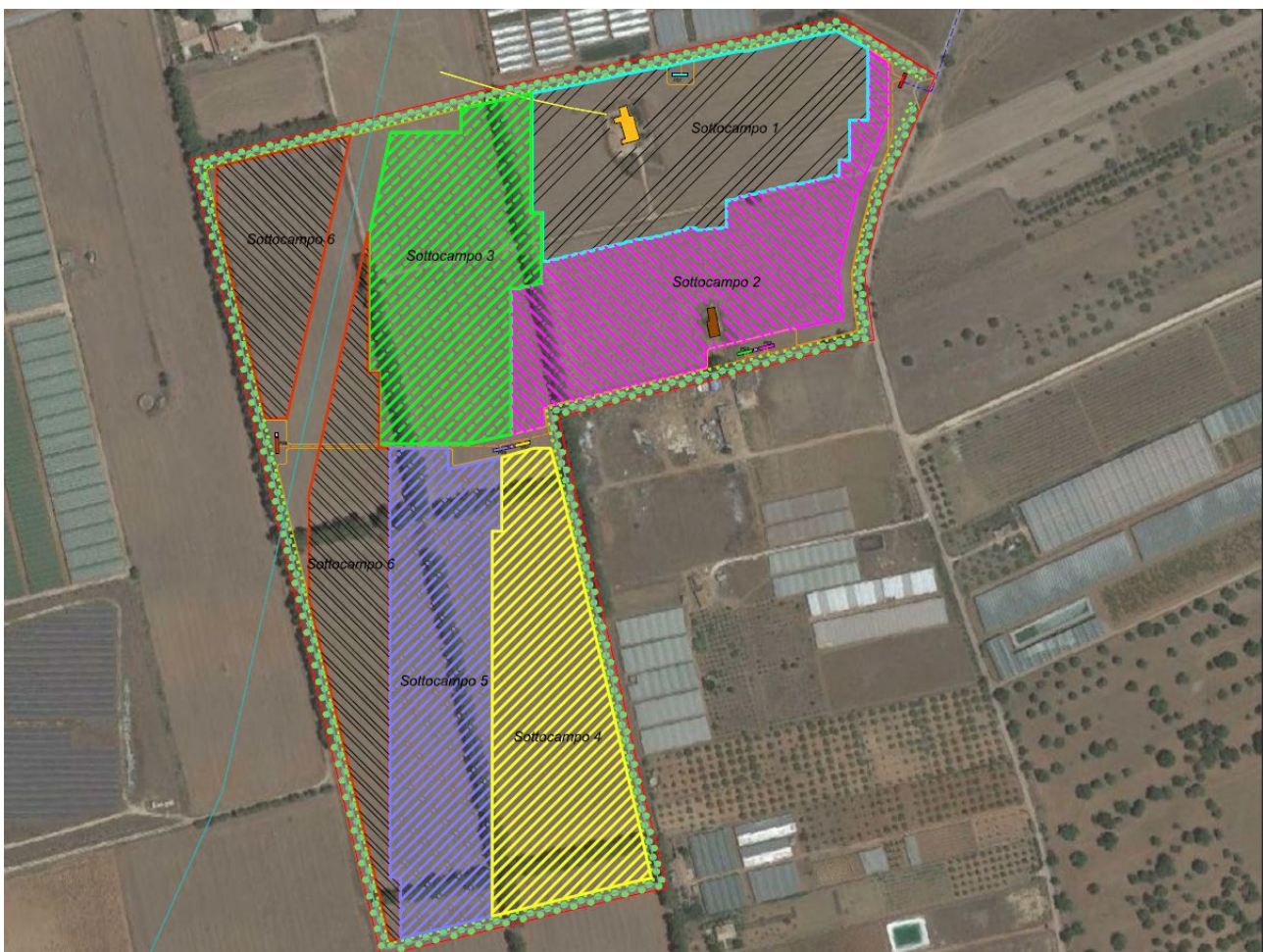
Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici ***Trina Solar Bifacciale da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino***, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze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

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, i moduli verranno installati su strutture tracker PVH da 84, 56 e 28 moduli.

Complessivamente sono state posizionate 1177 stringhe elettriche da 28 moduli e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **22.080,52 kWp**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto è stato suddiviso in 6 sottocampi fotovoltaici le cui potenze sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo 1, da 3.714,48 kWp;
- Sottocampo 2, da 3.695,72 kWp;
- Sottocampo 3, da 3.695,72 kWp.
- Sottocampo 4, da 3.583,16 kWp.
- Sottocampo 5, da 3.695,72 kWp.
- Sottocampo 6, da 3.695,72 kWp.



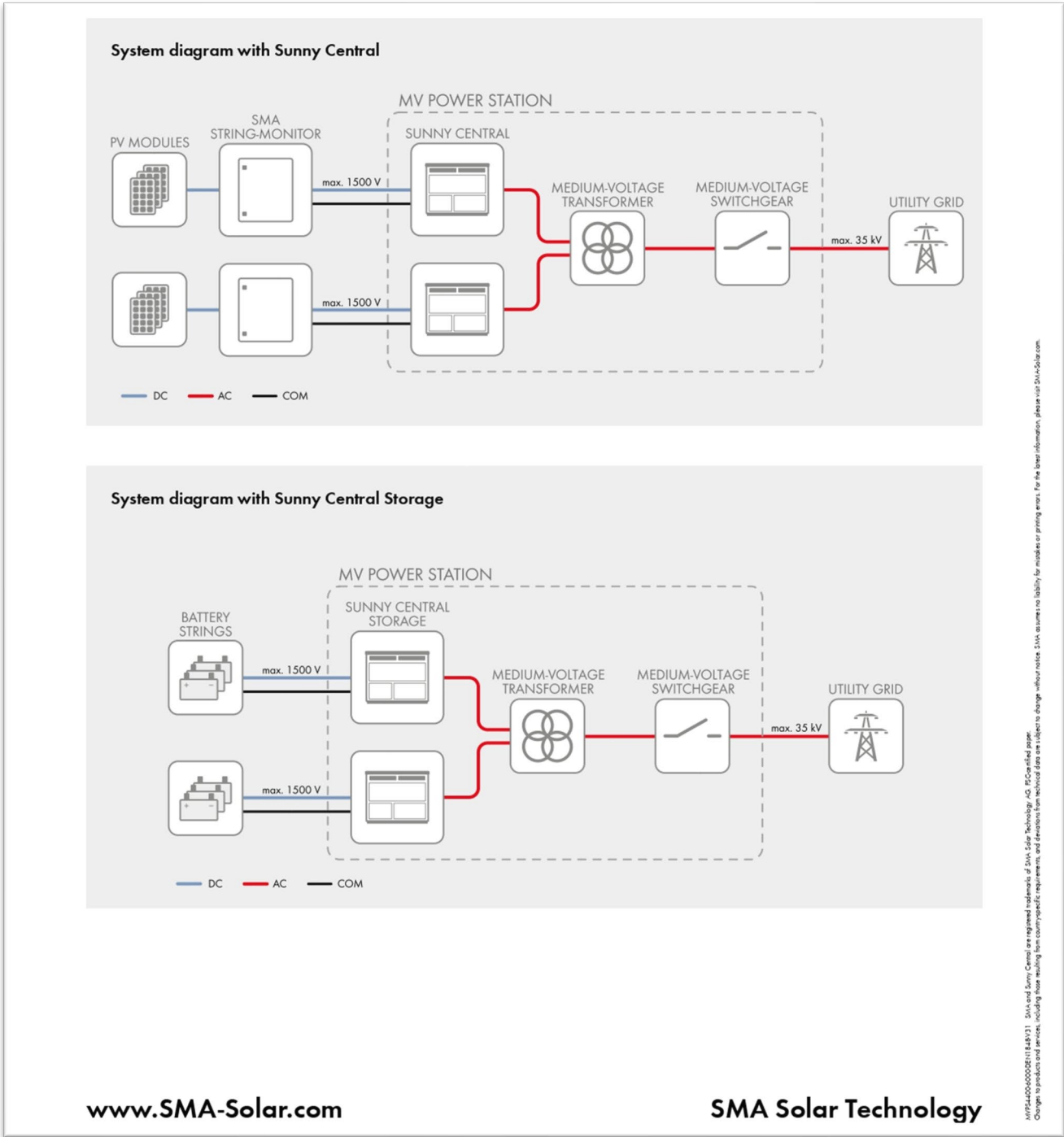
*Figura 3: Sottocampi fotovoltaici*

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 BT/MT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti di bassa tensione indipendenti:



*Figura 4: particolare costruttivo Power Station SMA*





**Figura 5: Schema elettrico di principio Power Station SMA**

Definito il layout di impianto di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, 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:

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

dove

- $U_{oc(25^\circ C)}$  è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;

- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

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

essendo  $U_{\text{max inverter}}$  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  $1000\text{W}/\text{m}^2$ , e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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

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:

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

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

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

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$  è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- $I_{\text{sc}}$  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  $1000\text{W/m}^2$ .

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

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 28, 56 e 84 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe ***fotovoltaiche da 28 moduli***, ottenendo esito positivo.

Le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse tra loro e collegate al quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche di media tensione dedicate secondo l'ordine di seguito indicato:

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

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, è prevista la posa in opera di n° 3 locali tecnici, opportunamente dislocati lungo il campo, all'interno dei quali verranno installati i trasformatori MT/BT con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione, per l'alimentazione dei servizi ausiliari dell'impianto (impianto di illuminazione, impianto di videosorveglianza, sistemi di movimentazione dei tracker, sistemi di protezione, etc..).

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una linea elettrica di media tensione in *cavi unipolari ARE4H5E 18/30kV* in formazione  $3 \times (1 \times 630) \text{mm}^2$  attraverso la quale l'energia prodotta dal campo verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utenza 30/150 kV.

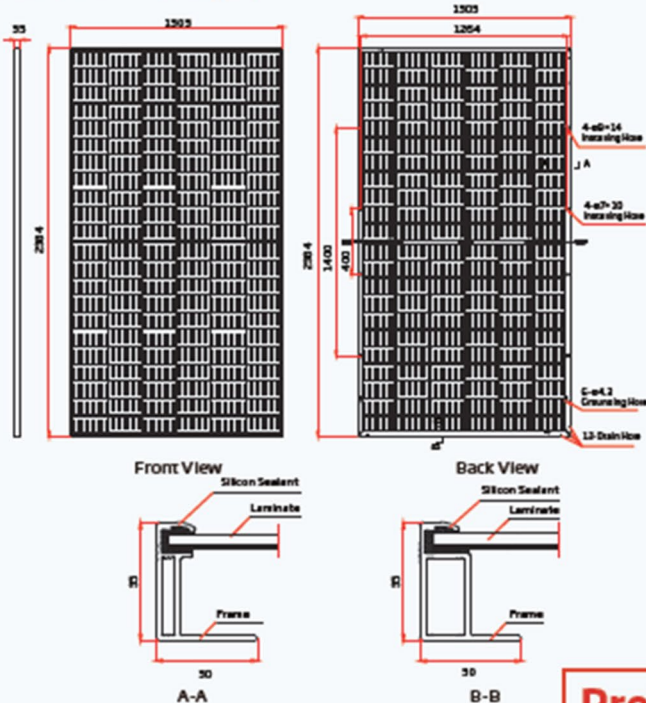
## **6. Componentistica impiegata**

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.

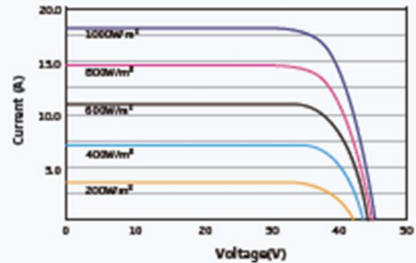
### **6.1 Moduli fotovoltaici**

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 del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino*.

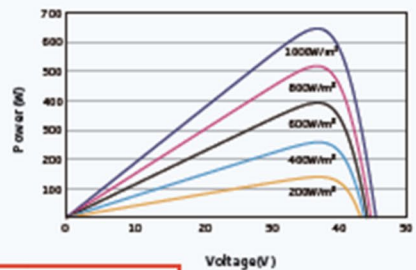
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)**



**Preliminary**

**ELECTRICAL DATA (STC)**

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

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, 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 <sub>max</sub> (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage-V <sub>mp</sub> (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Currents-I <sub>mp</sub> (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage-V <sub>oc</sub> (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-I <sub>sc</sub> (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%Nc.

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

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

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 2 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 <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Perforic 280/280mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MCA EVO2 / TSA*

\*Please refer to regional catalog for specific connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (ambient operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>max</sub>	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>oc</sub>	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>sc</sub>	0.04%/°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 regional 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) costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,40 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,20 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. 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 ai *Quadri di Parallelo Stringhe* (di seguito QPS), i quali, 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<sup>2</sup>.

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<sup>2</sup>. La scelta adottata, tuttavia, 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 0,6/1kV 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° 9 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^7 I_{maxstringa}$$

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%;
- 1,25 è un coefficiente di sicurezza applicato ai fini del calcolo della massima corrente transitante nella linea oggetto di dimensionamento.

Sostituendo i valori, si ottiene:

$$I_B = 1,25 \times (1,25 \times 18,55 \times 9) = 261 \text{ A}$$

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  $K_4$  pari a 0,75 (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 mm<sup>2</sup>. 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 mm<sup>2</sup>. La scelta adottata potrà subire variazioni in fase di progettazione esecutiva.

Considerando 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 medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza elettrica a 20°C	Portate di corrente	
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°)	(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	20°C Interrato	30° In tubo o in aria
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	7.98	27	28	
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	48	
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	88	
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	17.59	991	0.206	217	269	
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	26.88	2366	0.0801	379	490	
1x	300	23.9	1.8	31.70	2947	0.0641	429	-	
1x	400	27.5	2	35.10	3870	0.0486	541	-	

Tabella 3: scheda tecnica 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 BT/MT da 5000 kVA dotato di n° 2 avvolgimenti elettrici di bassa tensione indipendenti.



*Figura 6: particolare costruttivo Power Station SMA da 5000 kVA*

# MV POWER STATION

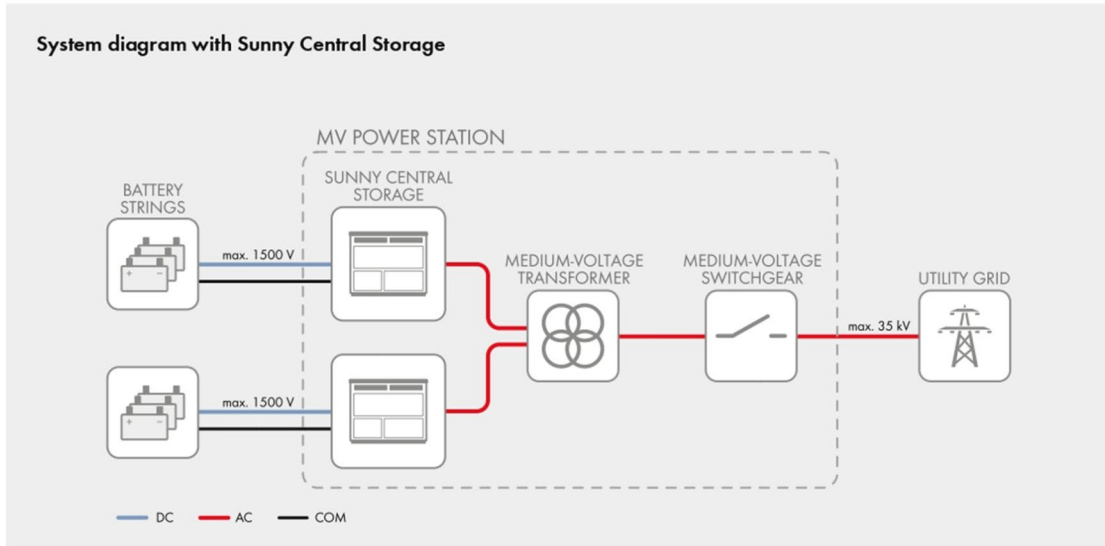
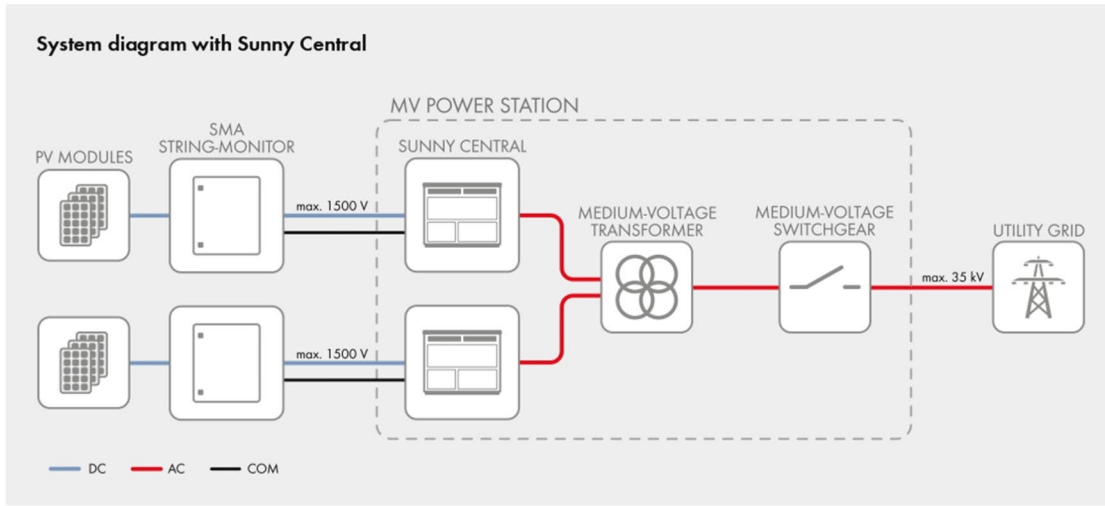
## 4400 / 4950 / 5000 / 5500 / 6000

Technical Data	MV Power Station 4400
<b>Input (DC)</b>	
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
<b>Output (AC) on the medium-voltage side</b>	
Standard power at 1000 m and $\cos \varphi = 1$ (at -25°C to 35°C / at 40°C / at 45°C) <sup>1)</sup>	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) <sup>1)</sup>	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 <sup>2)</sup> / KNAF <sup>2)</sup>	● / ○
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
<b>Inverter efficiency</b>	
Max. efficiency <sup>3)</sup>	98.6%
European efficiency <sup>3)</sup>	98.4%
CEC weighted efficiency <sup>4)</sup>	98.0%
<b>Protective devices</b>	
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
<b>General Data</b>	
Dimensions of the 40-foot High Cube ISO container (W / H / D) <sup>5)</sup>	12192 mm / 2896 mm / 2438 mm
Weight	< 26 t
Self-consumption (max. / partial load / average) <sup>1)</sup>	< 16.2 kW / < 3.6 kW / < 4.0 kW
Self-consumption (stand-by) <sup>1)</sup>	< 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 <sup>3</sup> /h
<b>Features</b>	
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

Figure 1: datasheet Power Station SMA da 5000 kVA



[www.SMA-Solar.com](http://www.SMA-Solar.com)

**SMA Solar Technology**

M/PS/40000002/11/14/01/1 SMA and Sunny Central are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. If Certified paper: Changes to products and services, including those resulting from country-specific requirements, and deviations from technical data are subject to change without notice. SMA assumes no liability for mistakes or printing errors. For the latest information, please visit SMA-Solar.com.

**Figura 7: schema elettrico di principio Power Station SMA**

## 6.5 Linee elettriche di media tensione interne al campo

Le cabine di trasformazione MT/BT di campo, verranno collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche di media tensione *cavo unipolare ARE4H5E 18/30 kV* adatto 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 cavi elettrici di media tensione*” per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicato.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 2 linee elettriche di media tensione a struttura radiale, le quali interconnettono le Power Station previste secondo l'ordine di seguito riportato:

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

le cui caratteristiche sono quelle di seguito indicate:

### Linea MT n° 1

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x150) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: circa 200 m circa;

### Linea MT n° 2

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x500) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: circa 700 m circa.

**MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES**

**SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS**

**APPLICATIONS**

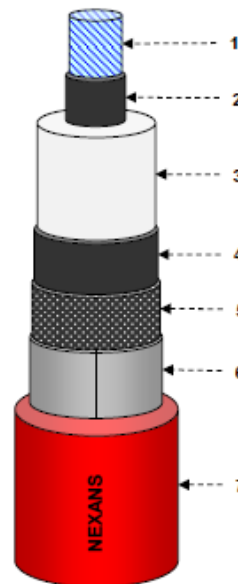
In MV energy distribution networks for voltage systems up to 36kV.  
Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

**FUNCTIONAL CHARACTERISTICS**

Rated voltage  $U_0/U$ : 18/30 kV  
 Maximum voltage  $U_m$ : 36 kV  
 Test voltage: 3,5  $U_0$   
 Max operating temperature of conductor: 90 °C  
 Max short-circuit temperature: 250 °C (max duration 5 s)  
 Max short-circuit temperature (screen): 150 °C

**CONSTRUCTION**

1. **Conductor**  
*stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228*
2. **Conductor screen**  
*extruded semiconducting compound*
3. **Insulation**  
*extruded XLPE compound*
4. **Insulation screen**  
*extruded semiconducting compound - fully bonded*
5. **Longitudinal watertightness**  
*semiconducting water blocking tape*
6. **Metallic screen and radial water barrier**  
*aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)*
7. **Outer sheath**  
*extruded PE compound - colour: red*



**INSTALLATION DATA**

**Max pulling force during laying**  
50 N/mm<sup>2</sup> (applied on the conductors)  
**Min bending radius during laying**  
14  $D_{cable}$  (dynamic condition)  
**Min temperature during laying**  
- 25 °C (dynamic condition)

**STANDARDS**

IEC 60502-2 w.a. (design, materials and testing)  
 HD 620-10-G (insulation thickness)

**MARKING** by ink-jet of the following legend:

"NEXANS B <Year> ARE4H5E 18/30kV 1x<S> <meter marking>"  
 <Year> = year of manufacturing  
 <S> = section of the conductor

Mechanical resistance to impacts: <b>good</b>	Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: 90 °C	Max short-circuit temperature : 250 °C	Minimum installation temperature: -25 °C

*Figura 8: cavi MT ARE4H5E 18/30 kV per posa interrata*



ARE4H5E 18/30kV 1x...														
Type	Conductor diameter nominal	Insulation		Sheath thickness nominal	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz	C	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min	diameter nominal		diameter approx	weight indicative	at 20 °C - d.c.	at 90 °C - a.c.			in ground at 20 °C	in free air at 30 °C	conductor Tmax 250°C	screen Tmax 150°C
n° x mm <sup>2</sup>	mm	mm	mm	mm	mm	kg/km	Ω/km	Ω/km	Ω/km	μF/km	A	A	kA x 1,0 s	kA x 0,5 s
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,125	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,100	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5
1x500	26,5	6,1	40,5	2,5	49,5	2.490	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0


*Tabella 4: scheda tecnica cavi elettrici di media tensione*

## 6.6 Dorsale MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utanza MT/AT

L'energia prodotta dal campo fotovoltaico, verrà vettoriata verso la Sottostazione Elettrica di Utanza MT/AT 30/150 kV a mezzo di una dorsale di media tensione, dimensionata in funzione della potenza apparente complessiva delle Power Station previste.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica “*Dimensionamento e verifica cavi elettrici di media tensione*” per maggiori dettagli sui criterii di dimensionamento e di verifica applicati:

- Tipologia di cavo: ARE4H5E 18/30 kV;
- Formazione: 3x(1x630) mm<sup>2</sup>;
- Lunghezza: circa 180 m circa.



**ARE4H5E**  
**18/30kV**  
**1x...**

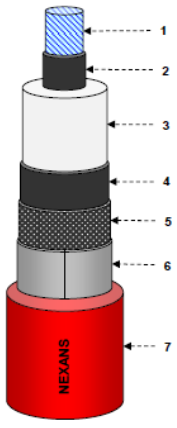
**MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES**  
**SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS**

**APPLICATIONS**  
 In MV energy distribution networks for voltage systems up to 36kV.  
 Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.

**FUNCTIONAL CHARACTERISTICS**  
 Rated voltage  $U_0/U_n$ : 18/30 kV  
 Maximum voltage  $U_m$ : 36 kV  
 Test voltage: 3,5  $U_0$   
 Max operating temperature of conductor: 90 °C  
 Max short-circuit temperature: 250 °C (max duration 5 s)  
 Max short-circuit temperature (screen): 150 °C

**CONSTRUCTION**


1. Conductor  
stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228
2. Conductor screen  
extruded semiconducting compound
3. Insulation  
extruded XLPE compound
4. Insulation screen  
extruded semiconducting compound - fully bonded
5. Longitudinal watertightness  
semiconducting water blocking tape
6. Metallic screen and radial water barrier  
aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)
7. Outer sheath  
extruded PE compound - colour: red




**INSTALLATION DATA**  
 Max pulling force during laying  
 50 N/mm<sup>2</sup> (applied on the conductors)  
 Min bending radius during laying  
 14  $D_{cable}$  (dynamic condition)  
 Min temperature during laying  
 -25 °C (dynamic condition)

**STANDARDS**  
 IEC 60502-2 w.a. (design, materials and testing)  
 HD 620-10-G (insulation thickness)


**MARKING** by ink-jet of the following legend:  
 "NEXANS B <Year> ARE4H5E 18/30kV 1x<S> <meter marking>"  
 <Year> = year of manufacturing  
 <S> = section of the conductor




Mechanical resistance to impacts: good




Longitudinal waterproof




Radial waterproof



Max operating temp. of conductor: 90 °C



Max short-circuit temperature: 250 °C



Minimum installation temperature: -25 °C

*Figura 9: cavi MT ARE4H5E 18/30 kV per posa interrata*

ARE4H5E 18/30kV 1x...															
Type	Conductor diameter nominal mm	Insulation		Sheath thickness nominal mm	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz Ω/km	C μF/km	Current capacity		Short circuit current		
		thickness min mm	diameter nominal mm		diameter approx mm	weight indicative kg/km	at 20 °C - d.c. max Ω/km	at 90 °C - a.c. Ω/km			in ground at 20 °C A	in free air at 30 °C A	conductor Tmax 250°C kA x 1,0 s	screen Tmax 150°C kA x 0,5 s	
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9	
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0	
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0	
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0	
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1	
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1	
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,125	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3	
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,100	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4	
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5	
1x500	26,5	6,1	40,5	2,5	49,5	2.490	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7	
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0	

*Tabella 5: scheda tecnica cavi elettrici di media tensione*

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.

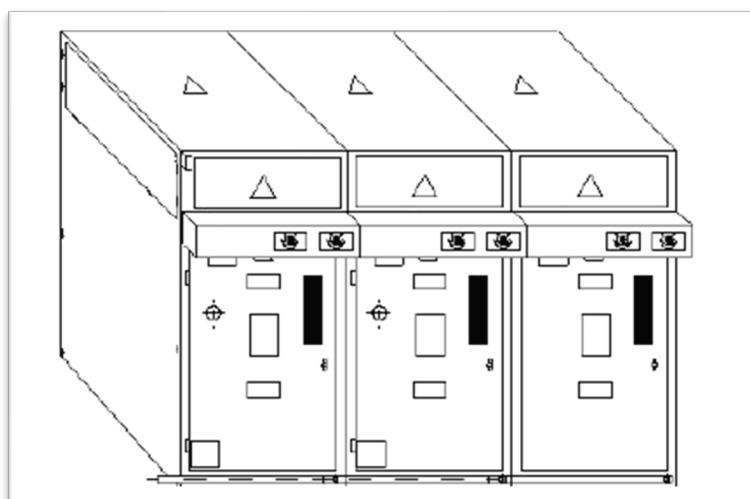
## 6.7 Cabina di raccolta

In prossimità dell'area di accesso al sito, è prevista l'installazione di un container 40' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12,2x2,5x3 m all'interno del quale verranno installati:

- Quadro elettrico generale di MT;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 100 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

## 6.8 Quadro elettrico generale di media tensione

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale di media tensione, costituito da scomparti dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e predisposti per essere accoppiati tra loro in modo da costituire un'unica apparecchiatura.

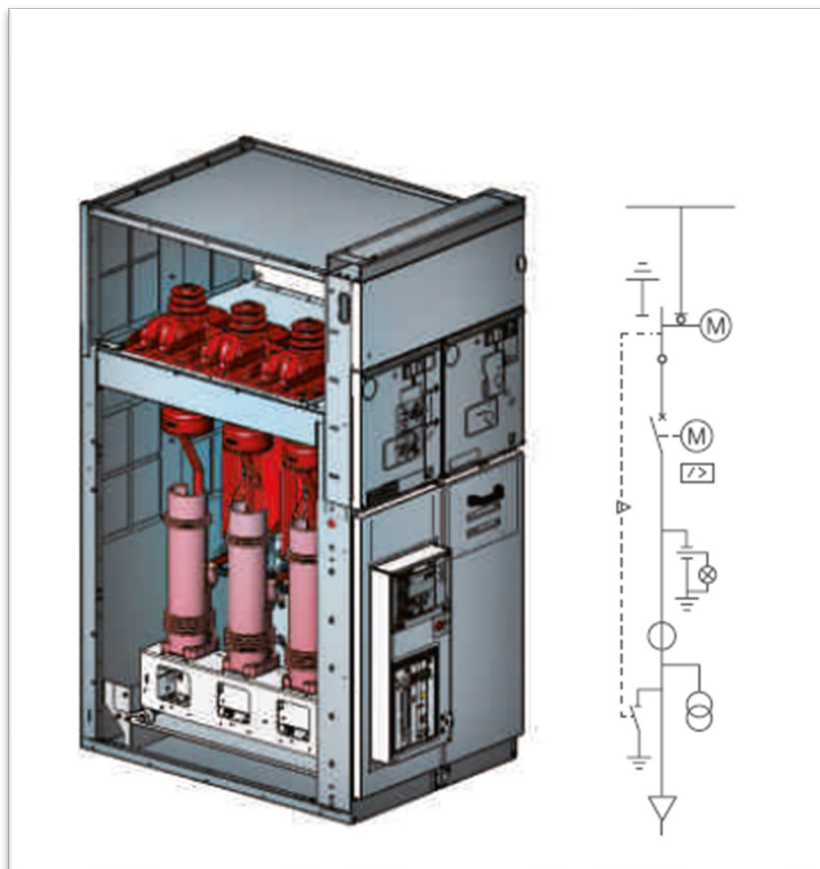


*Figura 10: immagine indicativa di scomparti MT isolati in aria*

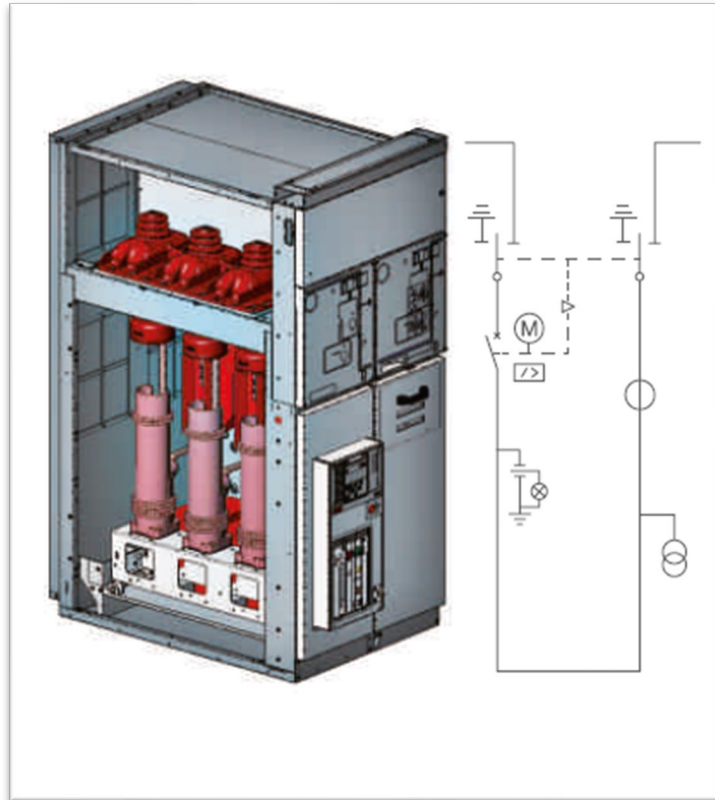
Come facilmente riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, gli scomparti di media tensione previsti sono quelli di seguito riportati:

- N° 1 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, costituito da un sezionatore generale e un interruttore generale, corredato di un sistema di protezione di massima corrente, massima corrente omopolare e direzionale di terra.
- N° 1 scomparto dispositivo generale, costituito da un sezionatore generale con a valle un interruttore generale, dotato di protezione di massima corrente di fase e dispositivo di ricalzo;
- N° 2 scomparti partenza linea verso il campo fotovoltaico, ciascuno costituito da un sezionatore con a valle un interruttore, asservito da protezione di massima corrente, massima corrente omopolare, direzionale di terra e protezione di interfaccia;
- 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.

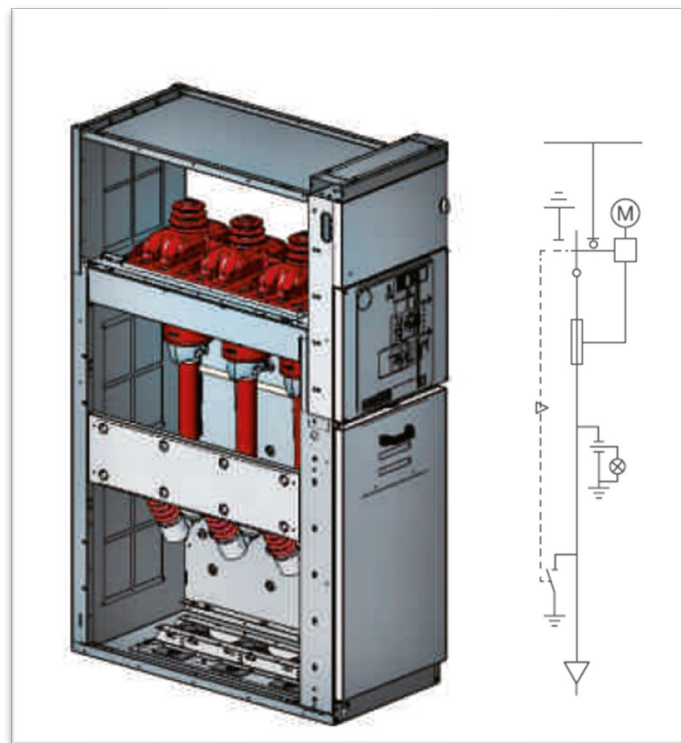
di cui vengono riportati, a titolo illustrativo e non esaustivo, le immagini:



*Figura 11: scomparto arrivo/partenza linea*



*Figura 12: scomparto dispositivo generale*



*Figura 13: Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari*

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 30 kV.

## 6.9 Locali trasformatori servizi ausiliari

Oltre ai locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, è prevista la posa in opera di n° 3 locali tecnici all'interno dei quali verranno installati i trasformatori servizi ausiliari con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione.

Tali trasformatori, avranno il compito di alimentare i servizi generali delle Power Station e dei sottocampi fotovoltaici di pertinenza e presenteranno le seguenti caratteristiche:

- Potenza Nominale: 50 kVA.
- Tensione Primaria Nominale: 30kV
- Tensione Secondaria Nominale: 400V
- Tensione di Cortocircuito: 6%

Di seguito viene riportata un'immagine indicativa dei locali tecnici menzionati, rimandando alla tavola particolari costruttivi per maggiori dettagli.

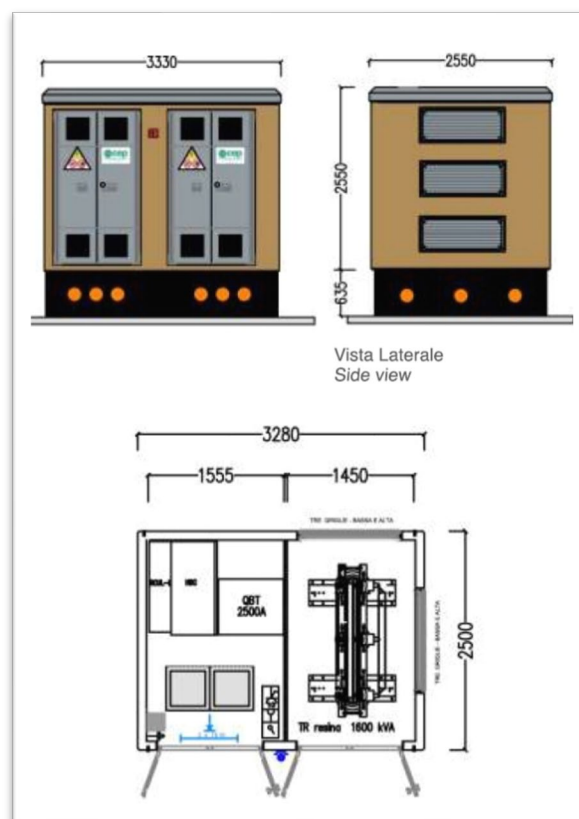


Figura 14: Costruttivo Cabine Servizi Ausiliari

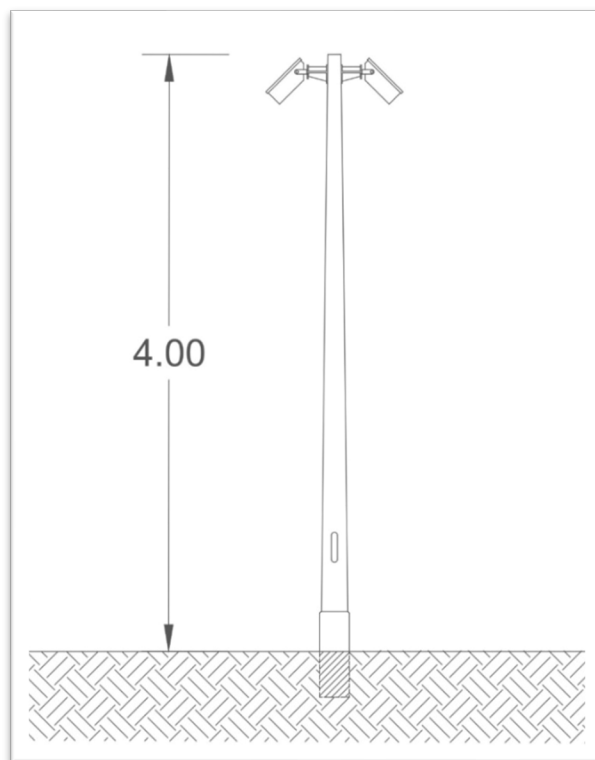
## 6.10 Servizi ausiliari di impianto

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 MT/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 10: 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.