



REGIONE SICILIA
PROVINCIA DI PALERMO
COMUNE DI PETRALIA SOTTANA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA
REALIZZARE NEL COMUNE DI PETRALIA SOTTANA (PA)
CONTRADA CHIBBO', E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE, DI
POTENZA PARI A **32.821,88 kW**, DENOMINATO **CHIBBO'**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO DI UTENZA



livello prog.	STMG	N° elaborato	DATA	SCALA
PD	202102497	RS06ADD30	26.06.2023	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 12 S.r.l.

ENTE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM
Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

Arch. A. Calandrino	Ing. D. Siracusa
Arch. M. Gullo	Ing. A. Costantino
Arch. S. Martorana	Ing. C. Chiaruzzi
Arch. F. G. Mazzola	Ing. G. Schillaci
Arch. G. Vella	Ing. G. Buffa
Dott. Agr. B. Miciluzzo	Ing. M. C. Musca



Il Progettista

Il Progettista

**Progetto di un impianto agrivoltaico da 32.821,88 kWp
da realizzare nel territorio Comunale di
Petralia Sottana (PA) denominato
“CHIBBO”**

Relazione tecnica impianto di utenza

Progetto definitivo

Sommario

1. Definizioni.....	1
2. Premessa.....	2
3. Normativa di riferimento.....	5
4. Descrizione generale dell'impianto.....	8
5. Componentistica impiegata.....	16
5.1 Moduli fotovoltaici.....	16
5.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici.....	17
5.3 Linee elettriche di bassa tensione in DC.....	17
5.4 Quadri parallelo stringhe.....	19
5.5 Gruppi di conversione DC/AC.....	20
5.6 Trasformatori di potenza.....	21
5.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo.....	21
5.8 Cabina di raccolta.....	23
5.9 Quadro elettrico generale a 36 kV.....	24
6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiamonte Gulfi.....	26
6.12 Servizi ausiliari di impianto.....	26

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

Il progetto riguarda la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, all'interno del territorio comunale di Petralia Sottana (PA) in Località Chibbò, su lotti di terreno distinto al N.C.T. Foglio 115, p.lle 16, 53, 54, 69, 87, 88, 89, 90, 91, 146, 193, 194, 195 e delle annesse opere di connessione a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **32.821,88 kWp** e realizzato in unico lotto.

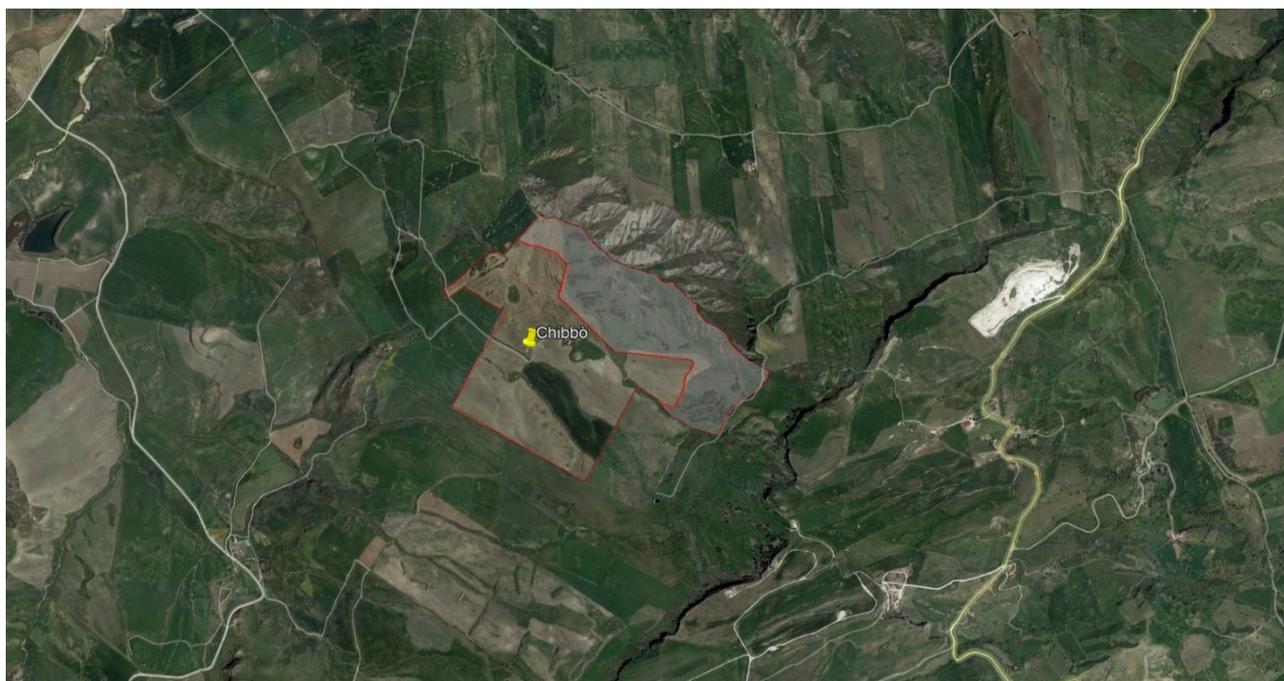


Figura 1 - Inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto.

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale ed identificato con Codice Pratica 202102497 prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 380/150/36 V della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”.

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 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **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 di un impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una futura Stazione Elettrica della RTN:

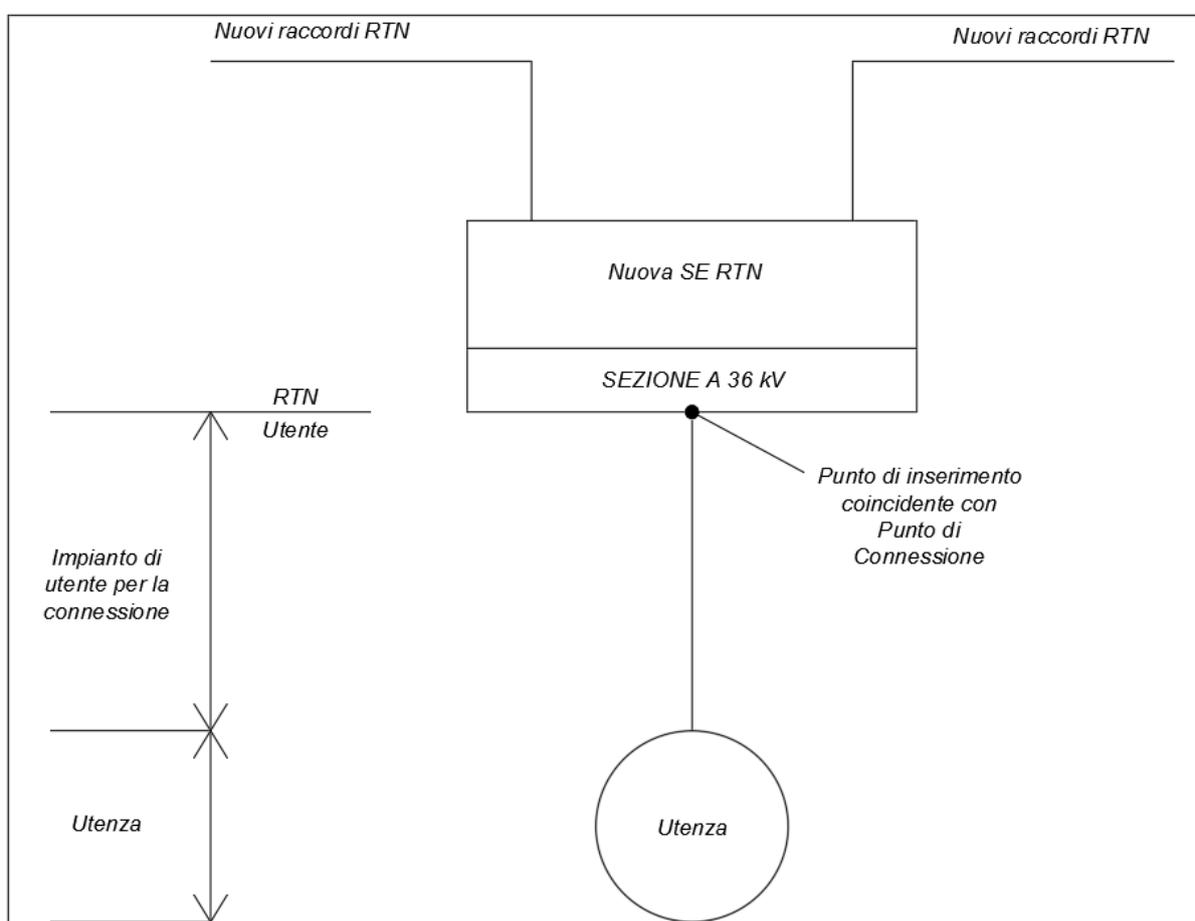


Figura 2 - Inserimento di un impianto di produzione in antenna con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica RTN

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad **Iter di VIA Nazionale** e ad **Autorizzazione Unica**, 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 per la connessione, 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.

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. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società “**HF SOLAR 12 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 **32.821,88 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 di Trasformazione (SE) 380/150/36 V della RTN, da inserire in entra – esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV della RTN “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”, previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta:



Figura 3 - Inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari delle strutture sub verticali fisse a 35° per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità

energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici “*Mysolar Bifacciali da 710 Wp*” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo sub verticale.

SPECIFICATIONS (STC*)						
Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB	
	STC	STC	STC	STC	STC	
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp	
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V	
Maximum Power Current (Imp)	16.51A	16.57A	16.63A	16.69A	16.75A	
Open-circuit Voltage (Voc)	49.82V	49.95V	50.13V	50.29V	50.44V	
Short-circuit Current (Isc)	17.31A	17.37A	17.43A	17.49A	17.55A	
Module Efficiency STC (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C					
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating	30A					
Power Tolerance	0~+6W					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.260%/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.240%/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.040%/°C					
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42.30±2°C					
REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)						
Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V
Maximum Power Current (Imp)	17.45A	18.28A	19.12A	19.95A	20.78A	21.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.13V	50.13V	50.22V	50.22V	50.22V
Short-circuit Current (Isc)	18.30A	19.17A	20.04A	20.92A	21.78A	22.65A
NMOT* (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s						

Figura 4 - Scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di utilizzare 120 inverter multistringa **SUNGROW** modello **SG250HX da 250 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

Figura 5 - Scheda tecnica inverter centralizzati SUNGROW

Definito il layout 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:

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

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

Deve risultare pertanto:

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

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

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

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

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

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

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

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

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

e può essere calcolata con la seguente espressione:

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

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

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

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/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove:

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

La verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe **fotovoltaiche da 28 moduli**, ottenendo esito positivo.

Come deducibile dalle tavole di layout allegate e dallo schema elettrico unifilare dell'impianto (a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto), la sezione di generazione è stata suddivisa in **15 sottocampi fotovoltaici**, aventi le potenze di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°11, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°12, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°13, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°14, da 2.186,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°15, da 2.206,68 kWp;

Per ciascun sottocampo fotovoltaico è previsto un **“locale di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta”**, si precisa che la scelta potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche verranno interconnesse tra loro in entra-esce a mezzo di linee elettriche in cavo interrato a 36 kV a struttura radiale, e collegate al quadro elettrico generale a 36 kV installato all'interno della **cabina di raccolta**. In particolare, è prevista la realizzazione di n° 3 linee come di seguito indicato:

- Linea n° 1, interconnette le cabine di trasformazione n° 1, 2, 3, 4 e 5;

- Linea n° 2, interconnette le cabine di trasformazione n° 6, 7, 8, 9 e 10;
- Linea n° 3, interconnette le cabine di trasformazione n° 11, 12, 13, 14 e 15;

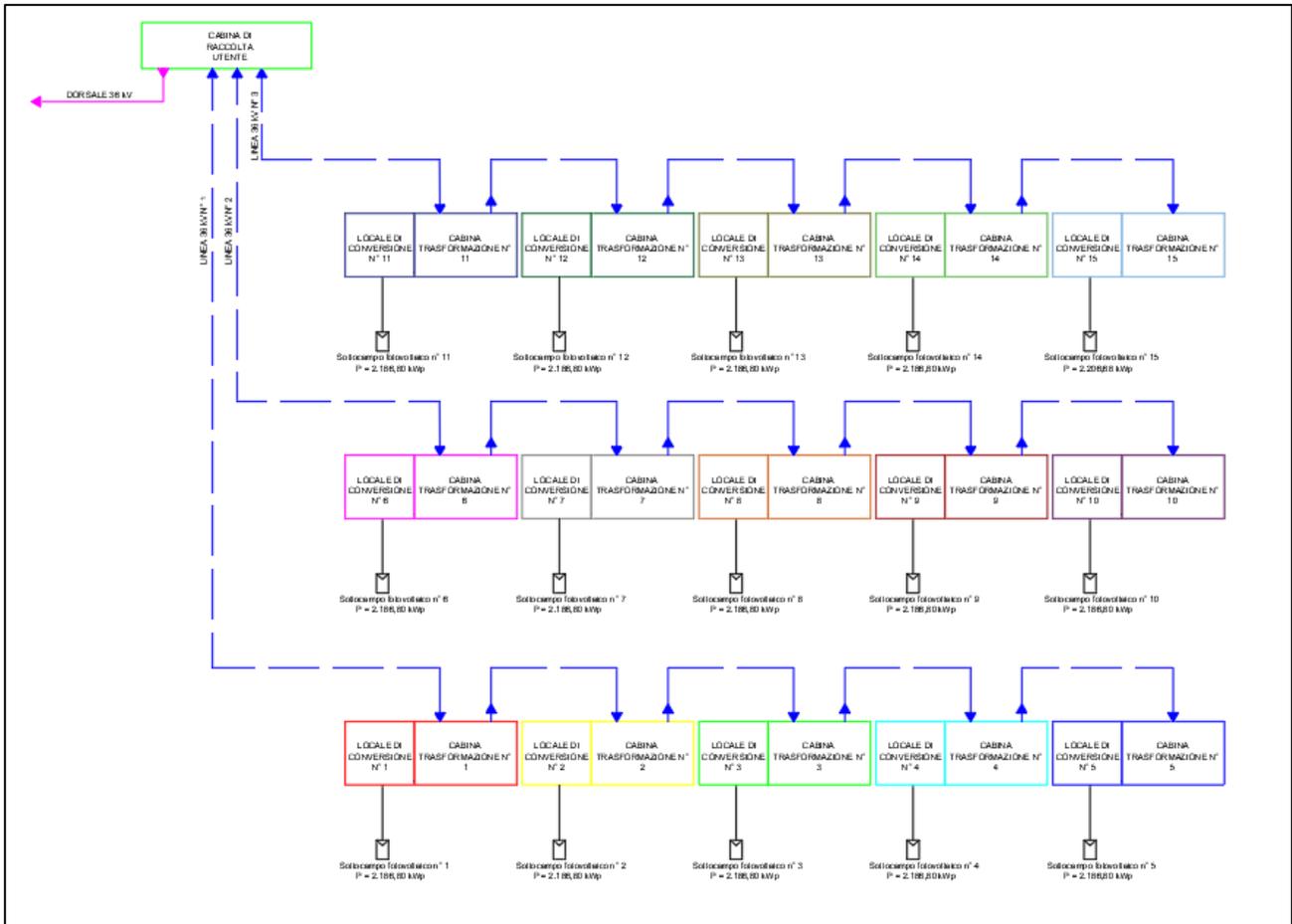


Figura 6 - Schema a blocchi dell'impianto di produzione, con indicazione delle cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, delle linee a 36 kV di interconnessione, della cabina di raccolta e della dorsale a 36 kV di collegamento con la nuova Stazione Elettrica di Chiaramonte Gulfi.

Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 36 kV in cavo interrato, la quale, sviluppandosi su tracciato di pertinenza stradale pubblica, consentirà di collegare l'impianto di produzione con la sezione a 36 kV di una nuova Stazione Elettrica di Trasformazione (SE) 380/150/36 kV della RTN, da inserire in entra-esce sul futuro elettrodotto RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna", previsto nel Piano di Sviluppo Terna, cui raccordare la rete AT afferente alla SE RTN di Caltanissetta.

5. 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.

5.1 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 ***Mysolar Bifacciali da 710 Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino.***

SPECIFICATIONS (STC*)						
Module Type	MS690N-HJTGB	MS695N-HJTGB	MS700N-HJTGB	MS705N-HJTGB	MS710N-HJTGB	
	STC	STC	STC	STC	STC	
Maximum Power (Pmax)	690Wp	695Wp	700Wp	705Wp	710Wp	
Maximum Power Voltage (Vmp)	41.80V	41.95V	42.10V	42.25V	42.40V	
Maximum Power Current (Imp)	16.51A	16.57A	16.63A	16.69A	16.75A	
Open-circuit Voltage (Voc)	49.82V	49.95V	50.13V	50.29V	50.44V	
Short-circuit Current (Isc)	17.31A	17.37A	17.43A	17.49A	17.55A	
Module Efficiency STC (%)	22.21%	22.37%	22.53%	22.69%	22.86%	
Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C					
Maximum System Voltage	1500VDC (IEC)					
Maximum Series Fuse Rating	30A					
Power Tolerance	0~+6W					
Temperature Coefficients of Pmax	-0.260%/°C					
Temperature Coefficients of Voc	-0.240%/°C					
Temperature Coefficients of Isc	0.040%/°C					
Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	42.30±2°C					
REAR SIDE POWER GAIN (BIFACIAL OUTPUT, FOR 700W)						
Power Gain	5%	10%	15%	20%	25%	30%
Maximum Power (Pmax)	735Wp	770Wp	805Wp	840Wp	875Wp	910Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V	42.10V
Maximum Power Current (Imp)	17.45A	18.28A	19.12A	19.95A	20.78A	21.62A
Open-circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.13V	50.13V	50.22V	50.22V	50.22V
Short-circuit Current (Isc)	18.30A	19.17A	20.04A	20.92A	21.78A	22.65A
NMOT* (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800W/sqm, Ambient Temperature 20°C, AM 1.5, Wind Speed 1m/s						

Figura 7 - Datasheet moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

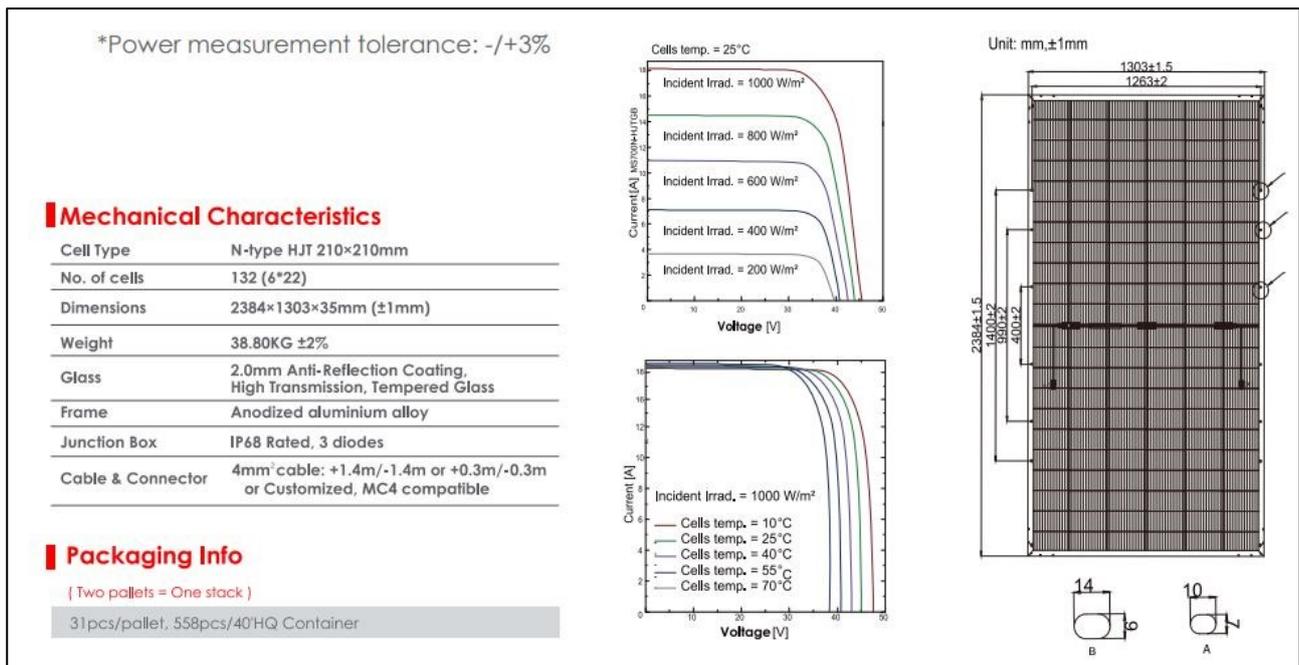


Figura 8 - Datasheet moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva

5.2 Strutture di sostegno moduli fotovoltaici

L'impianto progettato si avvale di tipologia di strutture sub-verticali fisse, orientate secondo in direzione Nord-Ovest - Sud-Est. Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da tubolari metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che vengono posizionati ad un'altezza di circa 1,30 m da terra, considerando un'inclinazione di circa 35°, ed un'altezza massima delle strutture di circa 3,30 m,. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo a circa 1,50m.

5.3 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/m².

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 mm². La scelta adottata, tuttavia, potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

Basse Tension Bassa Tensione		H1Z2Z2-K					Photovoltaïque Fotovoltaico	
Formation	Ø approx. conducteur	Épaisseur moyenne isolant	Épaisseur moyenne gaine	Ø approx. production	Poids approx. câble	Résistance électrique max à 20°C	Intensité admissible à l'air libre Portata di corrente in aria libera	
Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø indicativo produzione	Peso indicativo cavo	Resistenza elettrica max a 20°C	Câble seul Singolo cavo 60°C	2 câbles adjacents 2 cavi adiacenti 60°C
n° x mm ²	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

Figura 9 - 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° 14 stringhe fotovoltaiche in parallelo, pertanto la corrente di impiego assunta ai fini del dimensionamento della linea è pari a:

$$I_B = 1,25 \sum_{i=1}^{14} I_{sc \text{ stringa}}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego [A];
- i è il numero di stringhe collegate afferenti al QPS;
- $I_{max \text{ stringa}}$ 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:

$$I_B = (1,25 \times 17,55 \times 14) = 307 \text{ A}$$

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 0,85 (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 300 mm². Tuttavia, 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 ²)	(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	-	

Figura10 - Scheda tecnica cavi BT

5.4 Quadri parallelo stringhe

Il collegamento in parallelo delle stringhe, verrà realizzato a mezzo di quadri parallelo dislocati lungo il campo e disposti in posizione baricentrica in modo tale da ridurre l'estensione delle linee elettriche

in corrente continua. Essi saranno equipaggiati con interruttori di manovra sezionatori con fusibili, i quali garantiranno la protezione contro le sovracorrenti e consentiranno di sezionare le stringhe in occasione di interventi di manutenzione.

Ai fini della protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica, verranno installati, su ciascun polo, scaricatori di sovratensione.

5.5 Gruppi di conversione DC/AC

Per ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di 8 gruppi di conversione dell'energia elettrica prodotta di tipo multistringa **SUNGROW** modello **SG250HX da 250 kVA**, in funzione della potenza nominale del sottocampo stesso, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dal datasheet di seguito riportato:

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A * 12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %

Figura 11 - Datasheet inverter centralizzato SUNGROW

Complessivamente verranno utilizzati n° 120 inverter centralizzati da 250 kVA per una potenza complessiva pari alla potenza in immissione richiesta al Gestore di Rete (30.000 kVA).

5.6 Trasformatori di potenza

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza isolato in resina*, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza da 2.000 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito allegata.

Power kVA	Uk * %	P _s W	P _{sc} * W	I _s %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
50	6	200	1700	1,2	49	37	940	670	1055	520	125	620
100	6	280	2050	0,9	51	39	1250	670	1175	520	125	740
160	6	400	2900	0,75	54	41	1250	670	1175	520	125	980
200	6	450	3300	0,7	56	43	1250	670	1285	520	125	1080
250	6	520	3800	0,68	57	44	1330	670	1320	520	125	1230
315	6	610	4530	0,67	59	46	1330	820	1320	670	125	1360
400	6	750	5500	0,65	60	47	1360	820	1440	670	125	1610
500	6	900	6410	0,64	61	48	1360	820	1500	670	125	1720
630	6	1100	7600	0,63	62	48	1440	820	1650	670	125	1980
800	6	1300	8000	0,6	64	50	1570	1000	1680	820	125	2540
1000	6	1550	9000	0,59	65	51	1680	1000	1850	820	125	2960
1250	6	1800	11000	0,58	67	53	1680	1000	1980	820	150	3270
1600	6	2200	13000	0,56	68	53	1860	1050	2190	820	150	4190
2000	6	2600	16000	0,55	70	55	2010	1300	2380	1070	200	5390
2500	6	3100	19000	0,53	71	56	2100	1300	2425	1070	200	6450
3150	7	3800	22000	0,51	74	59	2190	1300	2425	1070	200	7100
4000	7	5800	26400	0,51	81	65	2310	1300	2485	1070	200	8410
5000	7	7100	33100	0,51	83	67	2490	1300	2665	1070	200	10210

Figura 12 - Scheda tecnica trasformatori di potenza

5.7 Linee elettriche a 36 kV interne al campo

Le cabine elettriche di trasformazione interne al campo, verranno collegate al quadro elettrico generale installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di linee elettriche in cavo interrato *ARE4H5EX* elettrificate a 36 kV.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche delle linee menzionate, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento applicati.

Lo schema elettrico proposto, prevede la realizzazione di n° 3 linee elettriche a struttura radiale, le quali interconnettono le cabine di trasformazione secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: interconnette le cabine 1, 2, 3, 4 e 5;

- Linea n° 2: interconnette le cabine 6, 7, 8, 9 e 10;
- Linea n° 3: interconnette le cabine 11, 12, 13, 14 e 15;

Le linee, dimensionate in funzione della potenza da trasmettere, presentano le caratteristiche di seguito indicate:

Linea 36 kV n° 1

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 700 m circa;

Linea 36 kV n° 2

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 2.000 m circa.

Linea 36 kV n° 3

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x240) mm²;
- Lunghezza: circa 1.730 m circa.

ARE4H5EX 12/20 kV - 18/30 kV MEDIA TENSIONE - ENERGIA MEDIUM VOLTAGE - POWER					
U max: 36 kV					
Caratteristiche tecniche/Technical characteristics			Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics		
Formazione	Ø nominale cavo	Peso indicativo cavo	Corrente Nominale		
Size	Nominal cable Ø	Approx. cable weight	Current rating		
n° x mm ²	mm	kg/km	in aria In air	in tubo In duct	interrato* buried*
3 x 1 x 70	68,5	2737	239	189	232
3 x 1 x 95	72,1	3117	288	222	278
3 x 1 x 120	75,6	3495	332	259	320
3 x 1 x 150	78,6	3869	379	290	354
3 x 1 x 185	82,7	4367	433	322	405
3 x 1 x 240	87,8	5054	513	386	468
3 x 1 x 300	93,1	5820	590	440	526

Caratteristiche elettriche/Electrical characteristics									
Formazione	Resistenza elettrica in CC a 20°C	Resistenza elettrica CA a 90°C	Induttanza	Reattanza a 50Hz	Capacità a 50Hz	Corrente di carica a 50Hz	Perdite nel dielettrico a 50Hz	Corrente di corto circuito del conduttore per 1 sec.	Corrente di corto circuito dello schermo metallico per 1 sec.
Size	Max. DC electrical resistance at 20°C	Max. AC electrical resistance at 90°C	Inductance	Reactance at 50Hz	Capacitance at 50 Hz	Charging Current at 50 Hz	Dielectric Losses at 50 Hz	Conductor Short Circuit Current for 1 sec.	Metallic Screen Short Circuit Current for 1 sec.
n° x mm ²	Ω/Km	Ω/Km	mH/Km	Ω/Km	μ/Km	Amp/Km	W/Km/phase	kA	kA
3 x 1 x 70	0,443	0,5682	0,4288	0,1347	0,1595	0,9019	64,94	6,8	2,2
3 x 1 x 95	0,32	0,4106	0,4108	0,1291	0,1742	0,9851	70,93	9	2,3
3 x 1 x 120	0,253	0,3248	0,3968	0,1247	0,1878	1,0621	76,47	11,3	2,4
3 x 1 x 150	0,206	0,2646	0,3837	0,1205	0,2013	1,1385	81,97	14,2	2,5
3 x 1 x 185	0,164	0,211	0,3711	0,1166	0,2177	1,2309	88,62	17,5	2,7
3 x 1 x 240	0,125	0,1612	0,3556	0,1117	0,2396	1,355	97,56	22,7	2,8
3 x 1 x 300	0,1	0,1295	0,3456	0,1086	0,2615	1,4786	106,46	28,3	3,1

Figura13 - Scheda tecnica cavi ARE4H5EX

5.8 Cabina di raccolta

In prossimità dell'area di accesso al sito, è prevista la realizzazione di una cabina di raccolta tipo container 20' di tipo High Cube delle dimensioni di circa 12.19 x 2.44 x 2.92 m all'interno della quale verranno installate le apparecchiature di seguito elencate:

- Quadro elettrico generale a 36 kV;
- Trasformatore Servizi ausiliari di cabina con potenza nominale da 50 kVA;
- Quadro elettrico generale di BT servizi ausiliari;
- Gruppo di misura dell'energia elettrica.

5.9 Quadro elettrico generale a 36 kV

All'interno della cabina di raccolta, verrà installato un quadro elettrico generale, 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.

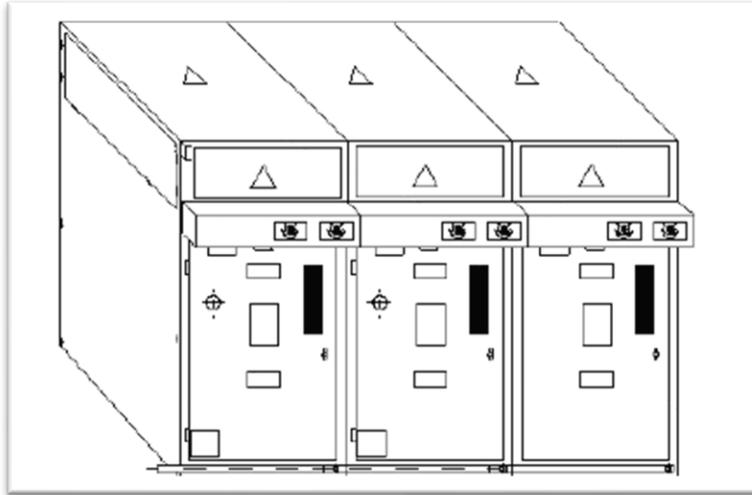


Figura14 - Immagine indicativa di scomparti 36kV isolati in aria

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

- N° 1 scomparto partenza linea verso la Stazione Elettrica Terna, costituito da un sezionatore di linea con a valle un interruttore asservito da un sistema di protezione generale;
- N° 3 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, protezione 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:

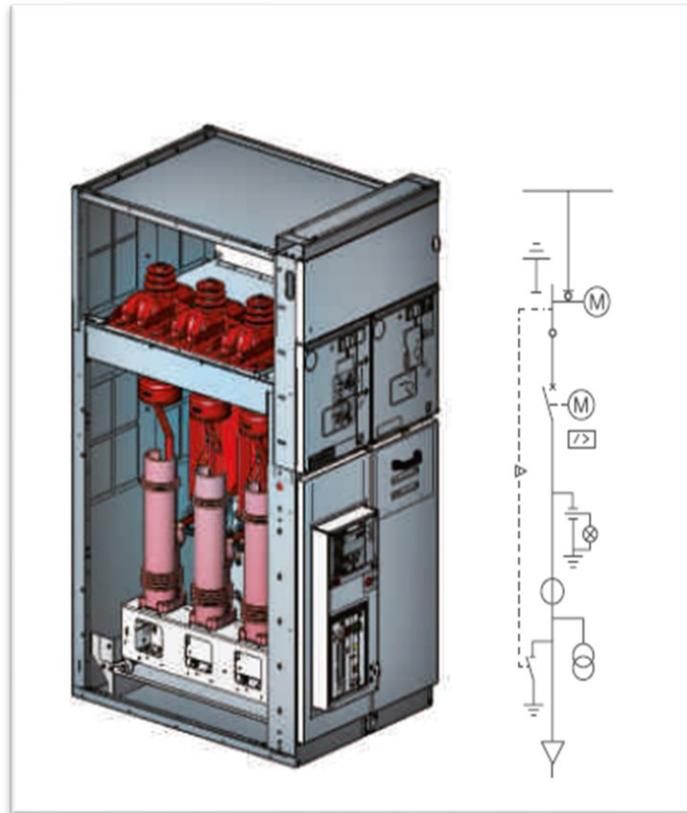


Figura 15 - Scomparto partenza/arrivo linea

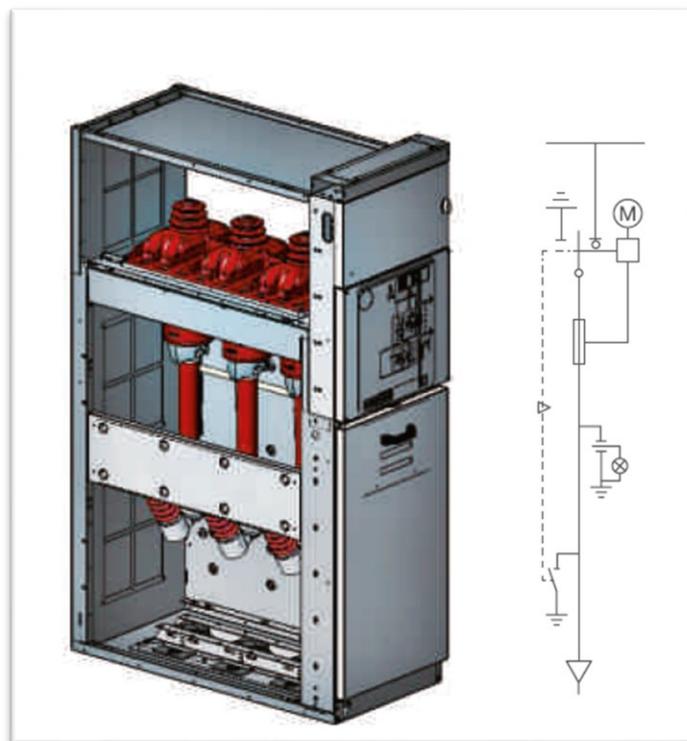


Figura 16 - Scomparto protezione trasformatore servizi ausiliari

Tutti gli scomparti sono stati dimensionati per reti con corrente di cortocircuito pari a 16 kA e con riferimento alla tensione nominale di 36 kV.

6.10 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della nuova Stazione Elettrica di Trasformazione di Chiaramonte Gulfi

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150/36 kV della RTN, a mezzo di una dorsale in cavo interrato a 36 kV su tracciato di pertinenza stradale pubblica.

In questo contesto, vengono riportate le caratteristiche elettriche della linea, rimandando alla relazione tecnica specialistica "*Dimensionamento linee elettriche in cavo interrato a 36 kV*" per maggiori dettagli sui criteri di dimensionamento e di verifica applicati:

- Tipologia di cavo: **ARE4H5EX**;
- Formazione: 3x(1x630) mm²;

6.12 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 "servizi ausiliari" dedicati, 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).

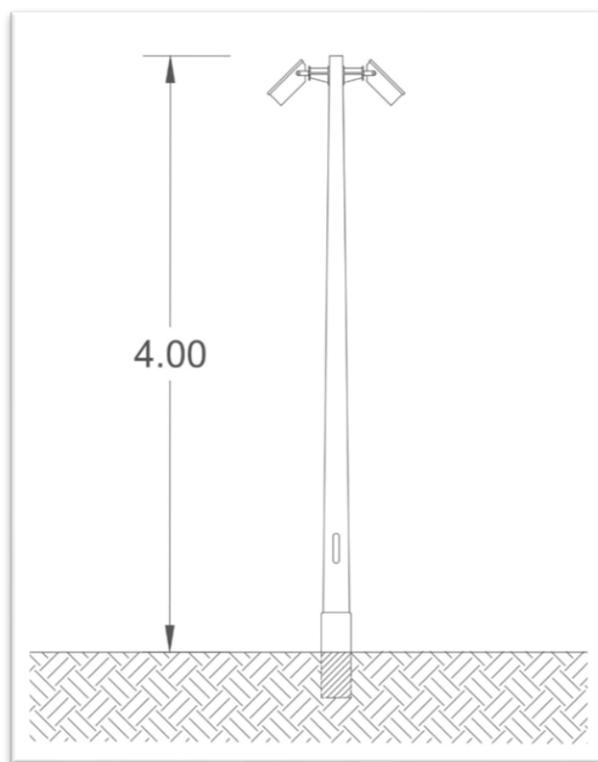


Figura 6: sostegno per impianto di illuminazione

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.