

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU CAVA  
E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN  
LOCALITA' JAZZO DE REI E PEZZA VILLANI  
COMUNI DI RUVO E BITONTO (BA)  
DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVC001 RUVO JAZZO DE REI  
POTENZA NOMINALE 37.0 MW

## PROGETTO DEFINITIVO - SIA

### PROGETTAZIONE E SIA



**HOPE engineering**  
ing. Fabio PACCAPELO  
arch. Gaetano FORNARELLI  
arch. Andrea GIUFFRIDA  
ing. Andrea ANGELINI  
dott.ssa Giulia LUCIA



**GVC ingegneria**  
ing. Michele RESTAINO  
ing. Giorgio Maria RESTAINO  
ing. Carlo RESTAINO  
ing. Attilio ZOLFANELLI  
Arch. Serena MASI

### GEOLOGIA

geol. Luigi BUTTIGLIONE

### ACUSTICA

ing. Sabrina SCARAMUZZI

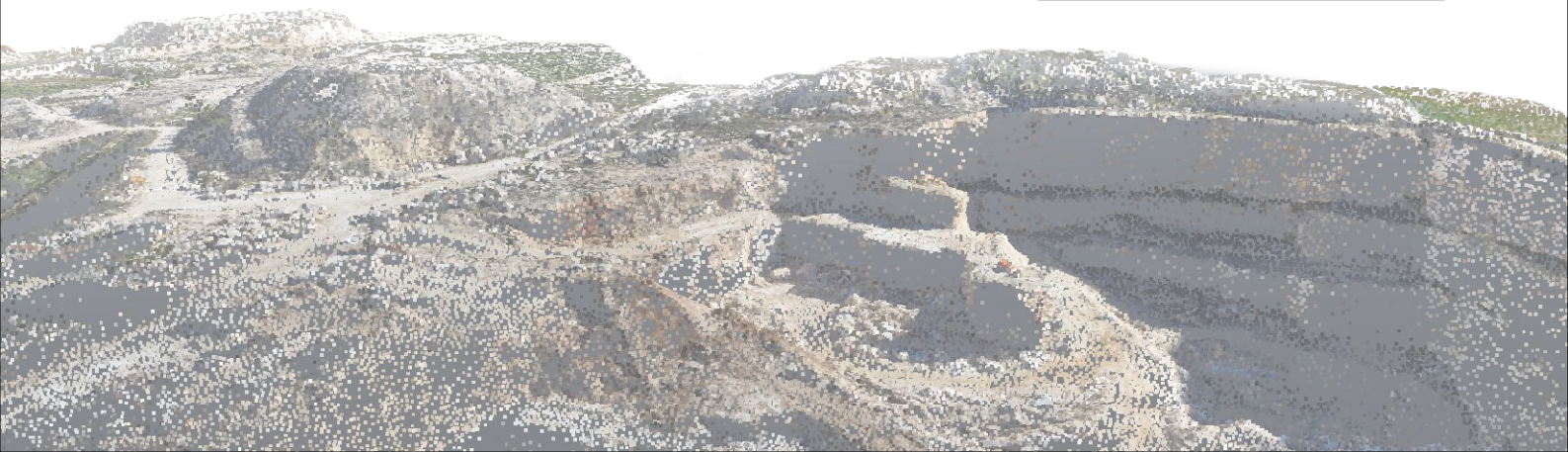
### AGRONOMIA, NATURA E BIODIVERSITÀ

dott.ssa agr. Lucia PESOLA

## R.1. RELAZIONI GENERALI DI INSERIMENTO

### R 1.4 Disciplinare descrittivo prestazionale degli elementi tecnici

REV.	DATA	DESCRIZIONE
	10/23	Prima emissione



## INDICE

<b>1.</b>	<b>INQUADRAMENTO DELL'OPERA</b>	<b>4</b>
1.1	DATI TECNICI	4
1.2	CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO	5
1.3	CONNESSIONE ALLA RETE	5
<b>2.</b>	<b>CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI</b>	<b>7</b>
2.1	MODULO FOTOVOLTAICO	7
2.2	STRING BOX O STRING COMBINER	9
2.3	POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA	10
2.3.1	<i>Gruppo di conversione CC/CA</i>	13
2.4	SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	16
2.4.1	<i>Il DC-DC Converter</i>	16
2.4.2	<i>Disposizione Bess</i>	18
2.5	STRUTTURE DI SOSTEGNO MONOASSIALI	18
2.6	OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI	19
2.7	QUADRI ELETTRICI	20
2.8	CAVI E TUBAZIONI	21
2.9	SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)	22
2.10	SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI	22
2.11	SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA	24
2.12	SISTEMI ANTINCENDIO	24
<b>3.</b>	<b>CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI MT</b>	<b>25</b>
3.1	MODALITÀ DI CALCOLO	25
3.2	CALCOLO DELLA PORTATA	25
3.3	SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT	27
3.4	SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO	27
3.5	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT	28
3.6	CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI	29
3.7	COLLEGAMENTI AUSILIARI	29
3.8	APPARECCHIATURE A MT	29
3.9	QUADRO GENERALE MT	30
3.10	SERVIZI AUSILIARI ESSENZIALI	30
3.11	RETE DI TERRA	30
3.12	IMPIANTI SPECIALI	30
3.13	ILLUMINAZIONE ESTERNA ED IMPIANTO FM	31
3.14	PROTEZIONE APPARECCHIATURE	31
<b>4.</b>	<b>MISURE DI PROTEZIONE</b>	<b>32</b>



4.1	CRITERI DI SCELTA E TARATURA DELLE PROTEZIONI MT	32
4.2	PRESCRIZIONI GENERALI PER LA SICUREZZA DEGLI IMPIANTI MT	32
4.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI	32
4.4	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO	33
4.5	PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO	33
4.6	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	34
4.7	PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	35
4.8	PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI	37
4.9	SEZIONAMENTO DEI CIRCUITI	37
4.10	PROTEZIONE DALLA FULMINAZIONE	38
5.	MODALITA DI ESECUZIONE DEI LAVORI	41
5.1	SCAVI E RINTERRI IN GENERE	41
5.2	IMPIANTI DI TERRA	41
5.3	GIUNZIONI MT	41
5.4	MODALITÀ DI POSA DEI CAVI MT	41



Il presente disciplinare descrittivo e prestazionale descrive, sulla base delle specifiche tecniche, tutti i contenuti prestazionali tecnici degli elementi previsti nel progetto. Contiene inoltre la descrizione, sotto il profilo estetico, delle caratteristiche, della forma e delle principali dimensioni dell'intervento dei materiali e di componenti previsti per la realizzazione di un impianto e per le relative opere ed infrastrutture connesse ubicate in località Iazzo de Rei e Pezza Villani nei territori dei comuni di Ruvo di Puglia e Bitonto nella provincia di Bari (BA).



## 1. INQUADRAMENTO DELL'OPERA

La società **Santa Barbara Energia S.r.l.**, facente parte del Gruppo Hope, con sede in Milano, Via Lanzone,31 intende realizzare un impianto fotovoltaico su cava dismessa avente codice pratica **202201199**, avente potenza nominale dei moduli fotovoltaici pari a **36.816,78 kWp**, ricadente sul territorio comunale di Ruvo di Puglia e Bitonto nella Provincia di Bari (BA).

Il progetto definitivo comprende le opere necessarie alla connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, progettate in base alla **STMG** rilasciata dalla società di gestione Terna S.p.A. e regolarmente accettata dal Proponente.

L'area per la realizzazione dell'impianto è stata scelta a valle di considerazioni basate in primis sul rispetto dei vincoli intesi a contenere gli effetti modificativi del suolo ed a consentire l'esistenza dell'impianto nel rispetto dell'ambiente e delle attività umane in atto nell'area, ed in secondo luogo sui requisiti tecnici e di rendimento dell'impianto.

Il progetto è stato sviluppato studiando la disposizione dell'impianto sul territorio in relazione a numerosi fattori tra cui:

- radiazione incidente al suolo e fenomeni di ombreggiamento;
- orografia del sito;

Sulla base dei criteri sopra descritti, attraverso indagini e sopralluoghi in situ, è stata ipotizzata una configurazione dell'impianto che viene esaurientemente rappresentata negli elaborati allegati al presente progetto.

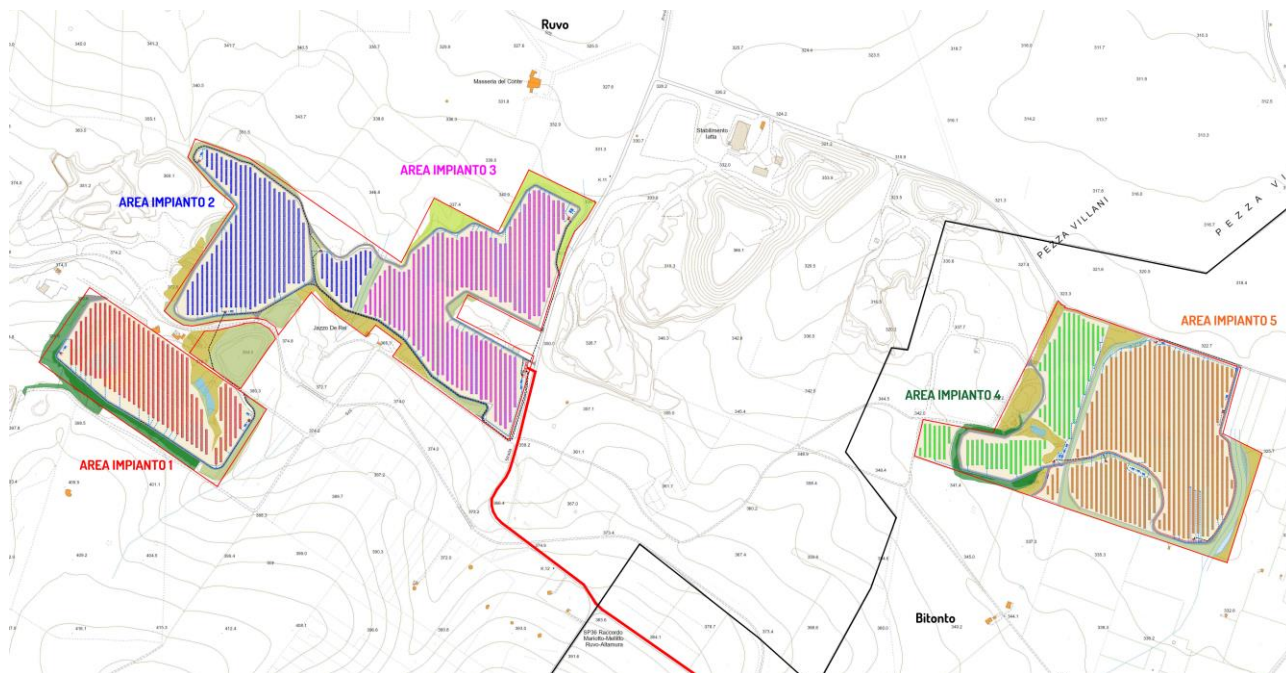
### 1.1 DATI TECNICI

<b>Luogo di installazione:</b>	Località Iazzo de Rei e Pezza Villani - Comune di Ruvo di Puglia e Bitonto (BA)
<b>Potenza di picco:</b>	36.816,78 kWp
<b>N° moduli fotovoltaici</b>	51.492
<b>Tipo strutture di sostegno:</b>	Tracker ad inseguimento monoassiale
<b>Inclinazione piano dei moduli:</b>	Variabile
<b>Angolo di azimuth ° (0°Sud – 90°Est):</b>	0° Sud
<b>Angolo di tilt °:</b>	Variabile
<b>Rete di Raccolta:</b>	Media tensione 36 kV
<b>Rete di collegamento:</b>	Alta Tensione RTN 150 kV
<b>Gestore della rete:</b>	Terna
<b>Coordinate geografiche:</b>	Latitudine: 41.009154°, Longitudine: 16.479869°



## 1.2 CARATTERISTICHE GENERALI DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

L'impianto fotovoltaico in oggetto è suddiviso in cinque aree, all'interno delle quali sono disposti i tracker e le cabine Power skids, numerate a seconda dell'area di appartenenza:



*Layout aree di impianto*

Il campo fotovoltaico sarà composto da 51.492 moduli di potenza unitaria pari a 715 W riuniti in stringhe tramite gli string combiner.

Le stringhe sono costituite da 28 moduli connessi in serie in modo da non superare una tensione a vuoto di 1500 Vdc anche in condizioni di basse temperature (il calcolo è stato fatto per una temperatura minima di -5°C). Ogni campo raccoglierà la potenza del generatore in corrente continua e la convoglierà tramite cavidotti in CC verso i punti di raccolta, conversione e trasformazione in MT dell'energia prodotta. Tali punti di raccolta saranno dei Power Skid poggiati su platea di fondazione composta dall'insieme dell'inverter centralizzati outdoor, il trasformatore elevatore MT/BT e i quadri BT e MT tutti Outdoor come meglio specificato nei paragrafi successivi. Una esigenza tecnica è rappresentata dalla ricerca del miglior accoppiamento possibile tra i livelli di tensione del generatore fotovoltaico con quelli del convertitore cc/ca, per il quale si registra un aumento dell'efficienza al diminuire del rapporto tra tensione di ingresso e uscita. Si osserva, innanzitutto, che quanto più alta è la tensione di lavoro, tanto minori risultano essere, a parità di potenza, le correnti in gioco nel circuito, determinando minori perdite elettriche.

## 1.3 CONNESSIONE ALLA RETE

L'impianto sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale RTN tramite la costruzione di un impianto elettrico per la connessione.

La consistenza dell'impianto di connessione è determinata in base alle indicazioni del gestore di rete che in questo caso è Terna S.p.A., il quale invia al soggetto richiedente (Santa Barbara Energia S.r.l.) un preventivo di connessione contenente i costi di connessione e la Soluzione Tecnica Minima Generale per la connessione dell'impianto (STMG). La STMG rilasciata da Terna S.p.A con preventivo di connessione del 05/04/2023 codice pratica **202201199**, prevede che l'impianto fotovoltaico sarà connesso alla Rete di Trasmissione Nazionale mediante collegamento in antenna a 36 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150/36 kV da inserire in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Bari Ind/le 2 – Corato". Secondo tale STMG, l'impianto di rete per la connessione sarà costituito dallo/gli stallo/i arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione,



mentre il nuovo elettrodotto in antenna a 36 kV per il collegamento dell'impianto sulla Stazione Elettrica della RTN costituisce impianto di utenza.

Si dovrà pertanto realizzare un impianto di rete per la connessione costituito da una nuova Stazione Elettrica 150/36 kV ed un impianto di utenza per la connessione costituito da un elettrodotto di vettoriamento MT tra il campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica.

In sintesi, le opere necessarie per connettere l'impianto fotovoltaico sono costituite da:

1. Una cabina di raccolta a 36 kV di raccolta dell'energia proveniente dai Power skids interni all'impianto fotovoltaico;
2. un elettrodotto di vettoriamento interrato a 36 kV costituito da una doppia terna di cavi unipolari con posa ad elica visibile per il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN.

La descrizione delle opere di cui ai punti 1 e 2 sono contenute nel presente capitolo mentre le opere di cui ai punti 3,4 e 5 sono dettagliate nei capitoli successivi.



## 2. CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

### 2.1 MODULO FOTOVOLTAICO

Il modulo fotovoltaico scelto è in silicio monocristallino Huasun, modello Himalaya G12 DS715, da 132 Celle, con potenza pari a 715 W. I moduli sono del tipo “bifacciali”, cioè in grado di convertire in energia elettrica anche la radiazione solare riflessa dall’ambiente circostante e incidente sul retro dei moduli.

Si riporta di seguito un estratto della scheda tecnica con le principali caratteristiche del modulo utilizzato.

**Himalaya G12 Series**  
**715W**  
132-cell Bifacial HJT Half Cell  
Solar Module

**HJT · G12**  
Heterojunction 210mm Cell

SMBB  
SMBB Half-Cut  
Cell Technology

Up to 85% Bifaciality

PIB Technology\*

Lower LCOE  
Higher Return

**WARRANTY**  
Product Warranty **15** years  
Linear Power Warranty **30** years

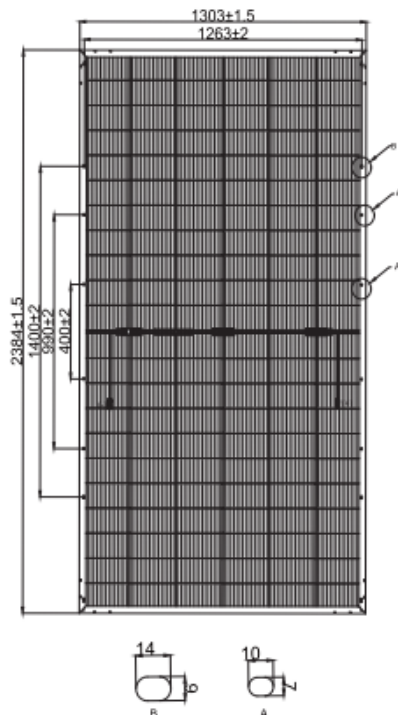
TUV IEC CE





## Engineering Drawings

Unit: mm



## Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 C ± 2 C
Temperature Coefficiency of Pmax	-0.26%/ C
Temperature Coefficiency of Voc	-0.24%/ C
Temperature Coefficiency of Isc	0.04%/ C

## Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

\* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.

## Electrical Characteristics (STC\*)

HS-210-B132-DS715

Maximum Power (Pmax)	715W
Module Efficiency (%)	23.02%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.38V
Optimum Operating Current (Imp)	17.28A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.63V
Short Circuit Current (Isc)	17.62A
Operating Module Temperature	-40 to +85 C
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)
Maximum Series Fuse	30A
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality	80% ± 5%

\*STC: Irradiance 1000 W/m<sup>2</sup>, cell temperature 25 C, AM=1.5. Tolerance of Pmax is within +/- 3%.

## BSTC\*\*

Maximum Power (Pmax)	785W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	41.38V
Optimum Operating Current (Imp)	18.98A
Open Circuit Voltage (Voc)	49.63V
Short Circuit Current (Isc)	19.35A

\*\*BSTC: Front side irradiation 1000W/m<sup>2</sup>, back side reflection irradiation 135W/m<sup>2</sup>, AM=1.5, ambient temperature 25 C.

## Mechanical Characteristics

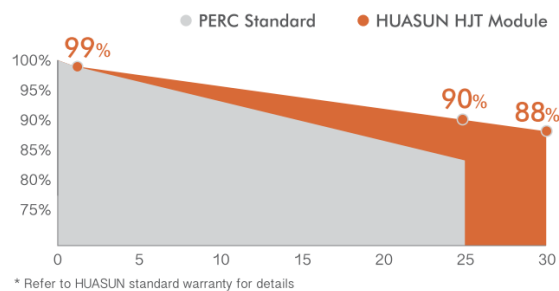
Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 26)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	38.7 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm <sup>2</sup> , 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Anodised aluminum alloy
Encapsulant	EPE
Front Load	5400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	(F) 2.0mm anti-reflective surface solar glass   (B) 2.0mm solar glass

### Principali caratteristiche elettriche del modulo fotovoltaico

Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene ininfluenza la selezione dei moduli (costituenti una determina-ta stringa) per numero di serie, al fine di contenere lo scarto di tensione a vuoto tra una stringa e la successiva.

I moduli fotovoltaici sono garantiti dal produttore per un decadimento delle prestazioni come di seguito riportato:





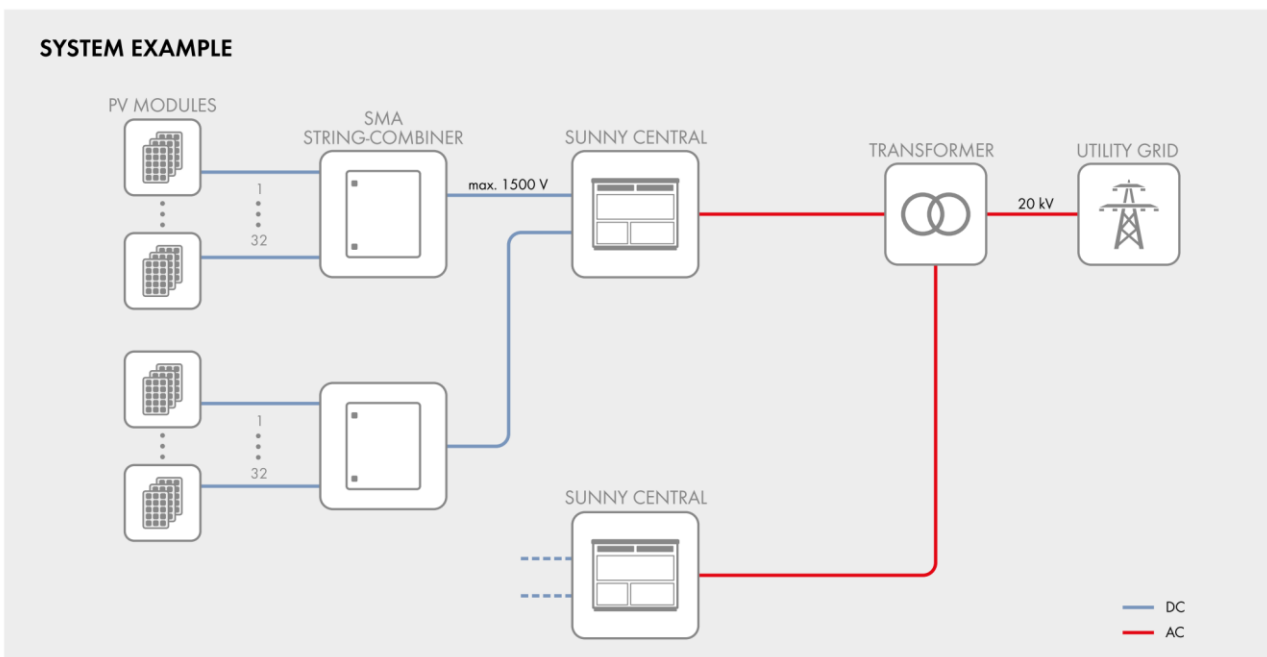
*Decadimento nel tempo del modulo fotovoltaico*

## 2.2 STRING BOX O STRING COMBINER

La corrente prodotta dai moduli fotovoltaici viene trasportata attraverso dei cavi in BT ad uno string box che raccoglie un numero stabilito di stringhe fotovoltaiche e le indirizza verso la cabina di trasformazione BT-MT con un unico cavo in BT. Nel caso in esame sono state scelte le SMA string Box, con un voltaggio massimo di 1500V in linea con la stringa di progetto. Di seguito si riportano le specifiche tecniche degli string box utilizzati e la divisione dei sottocampi fotovoltaici



Technical Data	DC-CMB-U15-16	DC-CMB-U15-24	DC-CMB-U15-32
<b>Input (DC)</b>			
Rated voltage	1500 V	1500 V	1500 V
Altitude derating (rated voltage)	2001 m to 3000 m above MSL = reduction by 1.0% per 100 m 3001 m to 4000 m above MSL = reduction by 1.2% per 100 m		
Number of string inputs / fuse holders per pole	16	24	32
Rated current	17.2 A	13.75 A	10.31 A
Fuse type*	10.3 x 85 - 1500 VDC - gPV		
String connection	Connection to the fuse holder		
Sealing range of cable gland	5 mm to 8 mm		
<b>Output (DC)</b>			
Rated current	275 A	330 A	330 A
Temperature derating (rated current)	>50°C operating temperature = reduction by 1% per K		
DC switch (load-break switch)	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V	400 A / 1500 V
Surge arrester	Type 2, I <sub>n</sub> = 15 kA; I <sub>max</sub> = 40 kA		
DC output	Busbar (ring terminal lug M12)		
Number of DC outputs	1	1 / 2	1 / 2
Conductor cross-section	Busbar 70 mm <sup>2</sup> to 400 mm <sup>2</sup>		
Sealing range of cable glands	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm	17 mm to 38.5 mm
<b>Enclosure / Ambient Parameters</b>			
IP degree of protection according to IEC 60529	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated	IP 54 / self-ventilated
Enclosure material	Glass-fiber reinforced plastic / UV-resistant		
Dimensions (W / H / D), wall mounting bracket and string cable harness included	550 / 650 / 260 mm (21.65 / 25.59 / 10.24 inch)		590 / 790 / 285 mm (23.23 / 31.10 / 11.22 inch)
Max. weight	25 kg (55 lb)	28 kg (62 lb)	40 kg (88 lb)
Protection class (according to IEC 61140)	II	II	II
Mounting type	Wall mounting		
Ambient temperature in operation / during storage	-25°C to +60°C / -40°C to +70°C		
Relative humidity	0% to 95%, non-condensing		
Max. altitude above MSL	4000 m	4000 m	4000 m
<b>Standards</b>			
Compliance	CE, IEC 61439-1, IEC 61439-2		
* accessory required			



### 2.3 POWER SKIDS E CABINA DI RACCOLTA

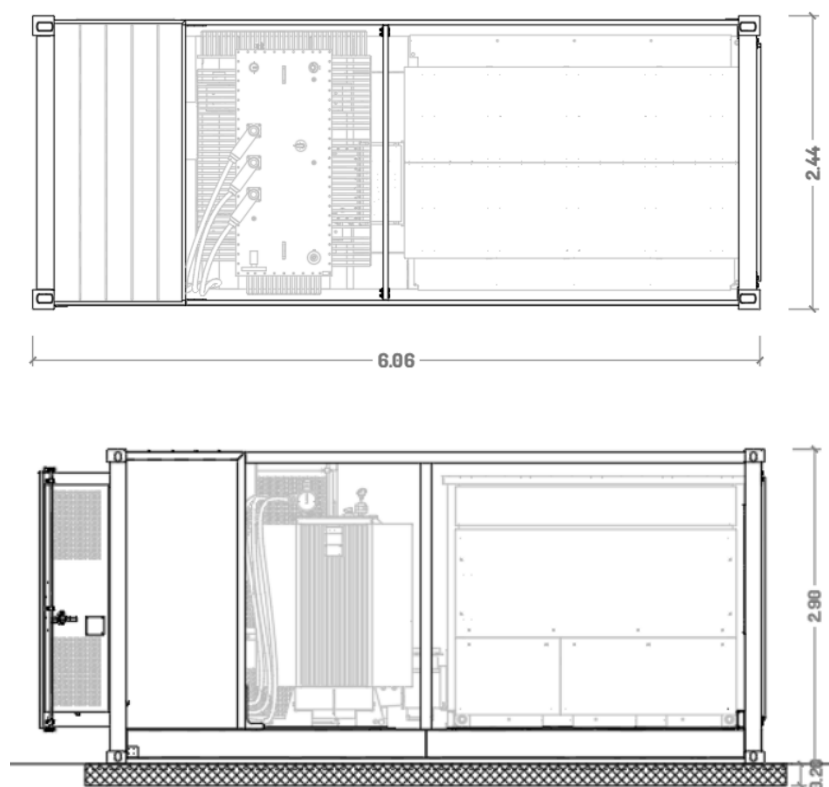
Nella progettazione dell'impianto si è scelto di utilizzare dei **Power Skids (o Power Station) tipo SMA MVPS nelle taglie da 2800, 4000 e 4600 kVA** individuati in base alle potenze dei sottocampi che vanno a servire.



Il vantaggio degli Skid deriva dal fatto che vengono assemblati e collaudati prima del loro arrivo al sito di utilizzo. L'integrazione con l'impianto principale è quindi molto rapida, e ciò consente di minimizzare le interruzioni del ciclo produttivo.

Un elemento imprescindibile di ogni Skid è la piattaforma su cui viene montato. Oltre che fornire un supporto solido e specifico all'impianto, la piattaforma deve consentire un trasporto agevole e sicuro dello Skid dopo che è stato assemblato, e facilitarne l'accesso da parte degli addetti al funzionamento. Per questi motivi, ogni piattaforma deve essere progettata e costruita specificatamente per ogni singolo impianto Skid.

Ogni singolo Power Skids è un elemento prefabbricato delle dimensioni di 6x2.9x2.4 metri che contiene al suo interno l'inverter, il trasformatore, il quadro MT e tutte le componenti del BoS (Balance of System) necessarie per la trasformazione e l'innalzamento della corrente continua, in una configurazione ready to use.

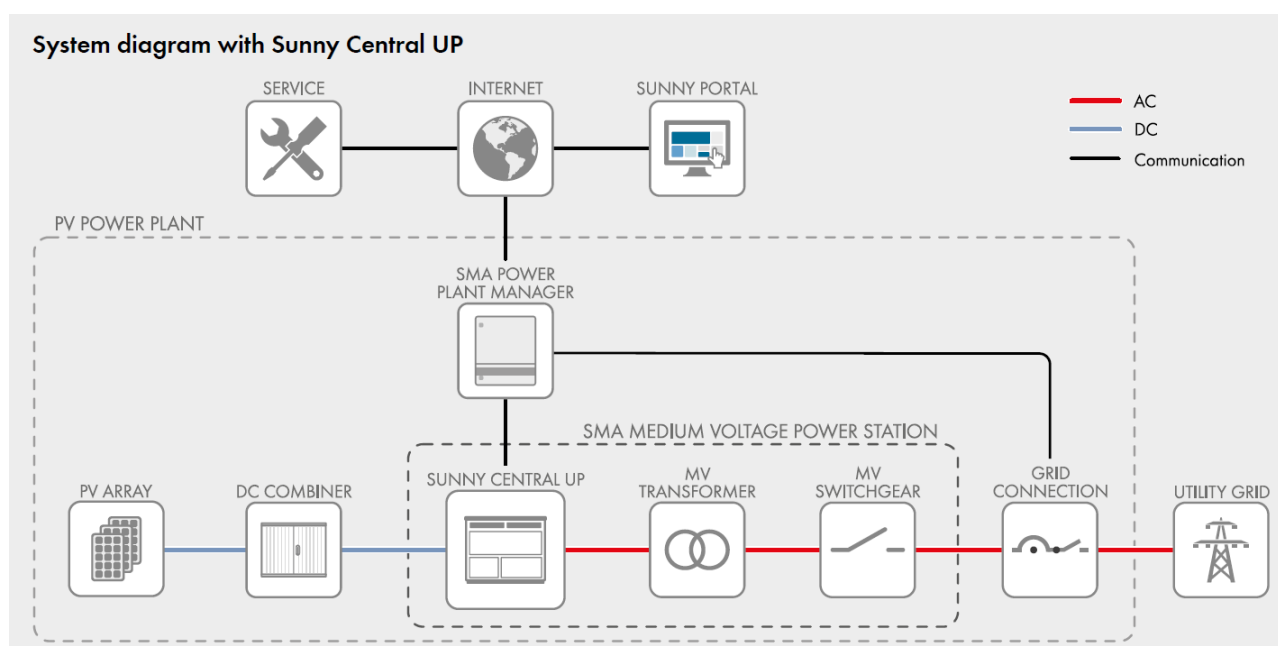


*Pianta e Sezione di un Power Skid da 4000 kVA*





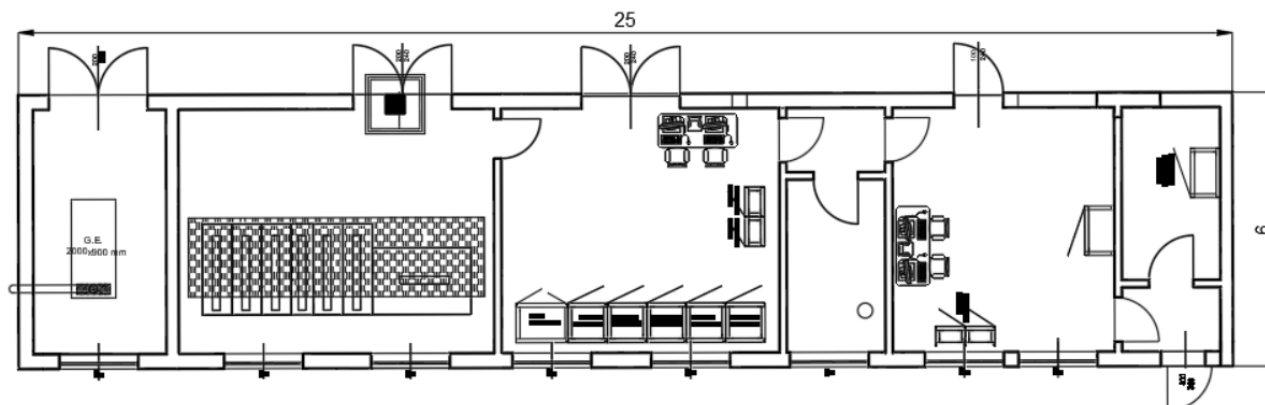
*Immagine del modulo SMA Powerstation*



*Schema elettrico dell'elemento SMA Powerstation*

La **Cabina di Raccolta e monitoraggio** è anch'essa un elemento prefabbricato posta in prossimità dell'ingresso al campo fotovoltaico, questo piccolo edificio avrà il compito di raccogliere tutte le linee provenienti dai Power Skids tramite stalli arrivo linea e di convogliarle nel Cavidotto di vettoriamento tramite stallo partenza linea per la connessione alla rete. Al suo interno sono inoltre posizionati i quadri relativi alla fornitura di energia elettrica per i servizi ausiliari dell'impianto, necessari ad esempio alla movimentazione dei tracker, il trasformatore per i servizi ausiliari ed i sistemi di monitoraggio e controllo per la verifica dell'impatto sulle colture, risparmio idrico, produttività agricola e recupero della fertilità del suolo.





*Cabina di raccolta dimensionamento di massima*

### 2.3.1 GRUPPO DI CONVERSIONE CC/CA

La scelta dell'Inverter e della sua taglia va effettuata verificando che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{invMPPT\min}$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT \max}$$

$$V_{oc} \max < V_{inv \max}$$

dove:

$V_m$  = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{inv MPPT \min}$  = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{invMPPT\max}$  = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{oc}$  = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv\max}$  = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter;

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, sarà selezionato l'inverter centralizzato più adatto. Nello specifico, saranno utilizzati inverter centralizzati posizionati in modo baricentrico per raccogliere l'energia prodotta dai pannelli fotovoltaici.

- Da un punto di vista generale, si richiedono le seguenti caratteristiche:
- conformità alle normative europee di sicurezza;
- disponibilità di informazione di allarme e di misura sul display integrato;
- funzionamento automatico, quindi semplicità d'uso e di installazione;
- sfruttamento ottimale del campo fotovoltaico con la funzione MPPT integrata;
- elevato rendimento globale;
- massima sicurezza, con il trasformatore di isolamento a frequenza di rete incorporato;
- forma d'onda di uscita perfettamente sinusoidale;
- possibilità di monitoraggio, di controllo a distanza e di collegamento a PC per la raccolta e l'analisi dei dati (interfaccia seriale RS485).

Gli inverters saranno certificati CE e muniti di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica e non saranno dotati di trasformatore di isolamento ca/ca in uscita.

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 4000kVA e 4600 kVA:



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN NUOVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO SU CAVA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN LOCALITA' IAZZO DE REI E PEZZA VILLANI COMUNI DI RUVO E BITONTO (BA) DENOMINAZIONE IMPIANTO - PVC001 RUVO JAZZO DE REI POTENZA NOMINALE - 37.0 MW



Dati tecnici	Sunny Central 4000 UP	Sunny Central 4200 UP	Dati tecnici	Sunny Central 4400 UP	Sunny Central 4600 UP
<b>Lato CC</b>			<b>Lato CC</b>		
Range di tensione $V_{CC}$ (a 25 °C / a 50 °C)	da 880 a 1325 V / 1100 V	da 921 a 1325 V / 1050 V	Range di tensione $V_{CC}$ (a 25 °C / a 50 °C)	da 962 a 1325 V / 1050 V	da 1003 a 1325 V / 1050 V
Tensione CC min. $V_{CC_{min}}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC_{start}}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V	Tensione CC min. $V_{CC_{min}}$ / Tensione d'avviamento $V_{CC_{start}}$	934 V / 1112 V	976 V / 1153 V
Tensione CC max. $V_{CC_{max}}$	1500 V	1500 V	Tensione CC max. $V_{CC_{max}}$	1500 V	1500 V
Corrente CC max. $I_{CC_{max}}$	4750 A	4750 A	Corrente CC max. $I_{CC_{max}}$	4750 A	4750 A
Corrente di cortocircuito max. $I_{CC_{sc}}$	8400 A	8400 A	Corrente di cortocircuito max. $I_{CC_{sc}}$	8400 A	8400 A
Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	Numero ingressi CC	Sbarra collettiva con 26 collegamenti per polo, 24 fusibili su entrambi i poli (32 fusibili su polo singolo)	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie
Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connesso su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie		Numero di ingressi CC con l'opzione di batteria connesso su lato CC	18 fusibili su entrambi i poli (36 su polo singolo) per PV e 6 fusibili su entrambi i poli per batterie	
Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>		Numero max di cavi CC per ogni ingresso CC (per ciascuna polarità)	2x 800 kcmil, 2x 400 mm <sup>2</sup>	
Zona Monitoring integrato	o		Zona Monitoring integrato	o	
Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		Dimensioni di fusibili FV disponibili (per ingresso)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A		La massima dimensione del fusibile di batteria disponibile (per ingresso)	750 A	
<b>Lato CA</b>			<b>Lato CA</b>		
Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4000 kVA <sup>(1)</sup> / 3600 kVA	4500 kVA <sup>(1)</sup> / 3780 kVA	Potenza nominale CA con cos φ = 1 (a 35 °C / a 50 °C)	4400 kVA <sup>(1)</sup> / 3960 kVA	4600 kVA <sup>(1)</sup> / 4140 kVA
Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) <sup>(1)</sup>	3200 kW <sup>(1)</sup> / 3240 kW	3780 kW <sup>(1)</sup> / 3402 kW	Potenza nominale CA con cos φ = 0,9 (configurazione standard A68) (a 35 °C/a 50 °C) <sup>(1)</sup>	3600 kW <sup>(1)</sup> / 3564 kW	4140 kW <sup>(1)</sup> / 3726 kW
Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3200 kW <sup>(1)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>(1)</sup> / 3024 kW	Potenza attiva nominale CA con cos φ = 0,8 (a 35 °C / a 50 °C)	3320 kW <sup>(1)</sup> / 3168 kW	3680 kW <sup>(1)</sup> / 3312 kW
Corrente nominale CA $I_{CA_{nom}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A	Corrente nominale CA $I_{CA_{nom}}$ (a 35 °C / a 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale	Fattore massimo di distorsione	< 3 % alla potenza nominale	< 3 % alla potenza nominale
Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>(1)</sup>	600 V / 480 V a 720 V	630 V / 504 V a 756 V	Tensione nominale CA / Range di tensione nominale CA <sup>(1)</sup>	660 V / 528 V a 792 V	690 V / 552 V a 759 V
Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz	60 Hz / 57 Hz a 63 Hz	Frequenza di rete CA / Range	50 Hz / 47 Hz a 53 Hz	60 Hz / 57 Hz a 63 Hz
Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>(1)</sup>	> 2		Rapporto min di cortocircuito ai morsetti <sup>(1)</sup>	> 2	
Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>(1)</sup>	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo		Fattore di potenza a potenza nominale / Fattore di sfasamento regolabile <sup>(1)</sup>	1 / 0,8 induttivo fino a 0,8 capacitivo	
<b>Grado di rendimento europeo</b>			<b>Grado di rendimento europeo</b>		
Efficienza max <sup>(1)</sup> / efficienza efficienza <sup>(2)</sup> / efficienza CECE <sup>(1)</sup>	98,8 % / 98,6 % / 98,5 %	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	Efficienza max <sup>(1)</sup> / efficienza efficienza <sup>(2)</sup> / efficienza CECE <sup>(1)</sup>	98,8 % / 98,7 % / 98,5 %	98,9 % / 98,7 % / 98,5 %
<b>Dispositivi di protezione</b>			<b>Dispositivi di protezione</b>		
Dispositivo di distacco lato ingresso	Sezionatore di carico CC		Dispositivo di distacco lato ingresso	Sezionatore di carico CC	
Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA		Dispositivo di sgancio lato uscita	Interruttore di potenza CA	
Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II		Protezione contro sovratensioni CC	Scaricatore di sovratensioni, tipo I e II	
Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II		Protezione da sovratensioni CA (opzionale)	Scaricatore di sovratensioni, classe I e II	
Protezione antifuoco (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifuoco III		Protezione antifuoco (secondo IEC 62305-1)	Classe di protezione antifuoco III	
Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o		Monitoraggio dispersione a terra / Monitoraggio dispersione a terra remoto	o / o	
Monitoraggio dell'isolamento	o		Monitoraggio dell'isolamento	o	
Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34		Classe di protezione del sistema elettronico / canale d'aria / campo di collegamento (secondo IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>Dati generali</b>			<b>Dati generali</b>		
Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)		Dimensioni (L / A / P)	2815 / 2318 / 1588 mm (110,8 / 91,3 / 62,5 pollici)	
Peso	< 3700 kg / < 8158 lb		Peso	< 3700 kg / < 8158 lb	
Autosonno (max. / carica parziale <sup>(1)</sup> / medio <sup>(1)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		Autosonno (max. / carica parziale <sup>(1)</sup> / medio <sup>(1)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Autosonno (stand-by)	< 370 W		Autosonno (stand-by)	< 370 W	
Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA		Alimentazione ausiliaria	Trasformatore integrato da 8,4 kVA	
Range di temperatura di funzionamento (opzionale) <sup>(1)</sup>	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F		Range di temperatura di funzionamento (opzionale) <sup>(1)</sup>	(-40 °C) -25 a 60 °C / (-40 °F) -13 °F a 140 °F	
Rumore <sup>(1)</sup>	65,0 dB(A)		Rumore <sup>(1)</sup>	65,0 dB(A)	
Range di temperatura (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F		Range di temperatura (stand-by)	-40 °C a 60 °C / -40 °F a 140 °F	
Range di temperatura (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F		Range di temperatura (in magazzino)	-40 °C a 70 °C / -40 °F a 158 °F	
Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%		Valore massimo ammissibile per l'umidità relativa (condensante / non condensante)	95% a 100% (2 mesi/anno) / 0% a 95%	
Altitudine operativa massima s.l.m <sup>(1)</sup> / 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	o / o / o		Altitudine operativa massima s.l.m <sup>(1)</sup> / 1000 m / 2000 m <sup>(1)</sup> / 3000 m <sup>(1)</sup>	o / o / o	
Fabbriaggio d'aria fresca	6500 m <sup>3</sup> /h		Fabbriaggio d'aria fresca	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Dati di installazione</b>			<b>Dati di installazione</b>		
Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)		Collegamento CC	Capocorda a ogni ingresso (senza fusibile)	
Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)		Collegamento CA	sistema di sbarre (3 sbarre collettive, una per ciascuna fase)	
Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		Comunicazione	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Fotore involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004		Fotore involucro / Dach	RAL 9016 / RAL 7004	
Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)		Approvvigionamento per utilizzatori esterni	o (2,5 kVA)	
rispetto le norme e direttive	ARN 4110, ARN 4120 <sup>(1)</sup> , Art. 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE 1547, UL 849 Cat. IV		rispetto le norme e direttive	ARN 4110, ARN 4120 <sup>(1)</sup> , Art. 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE 1547, UL 849 Cat. IV	
Nome CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A		Nome CEM	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Rispetto direttive e standard di qualità	VDE/VDE 2882 page 2, DIN EN ISO 9001		Rispetto direttive e standard di qualità	VDE/VDE 2882 page 2, DIN EN ISO 9001	
Dotazione di serie o Opzionale - Non disponibile			Dotazione di serie o Opzionale - Non disponibile		
Denominazione del tipo	SC 4000 UP	SC 4200 UP	Denominazione del tipo	SC 4400 UP	SC 4600 UP

Dati tecnici Inverter Sunny Central 4000 – UP e 4600 UP

Di seguito si riportano i dati degli inverter outdoor scelti di potenza 2800 kVA:



Technical Data	Sunny Central 2660 UP	Sunny Central 2800 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 35 °C / at 50 °C)	880 V to 1325 V / 1100 V	921 V to 1325 V / 1100 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$ / with DC coupling	3200 A / 4800 A	3200 A / 4800 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC battery coupling	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \phi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2667 kVA / 2400 kVA	2800 kVA / 2520 kVA
Nominal AC active power at $\cos \phi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2134 kW / 1920 kW	2240 kW / 2016 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	2566 A / 2309 A	2566 A / 2309 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>2)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>3) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>3)</sup>	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*	98.7%* / 98.6%* / 98.5%*
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3400 kg / < 7500 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>5)</sup> / average <sup>6)</sup>	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range <sup>8)</sup>	-25 °C to 60 °C / -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	67.0 dB(A)*	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>9)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, AR-N 4110, IEEE1547, UL 840 Cat. IV, Arrêté du 23/04/08	
EMC standards	IEC 55011, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available * preliminary		
Type designation	SC 2660 UP	SC 2800 UP

#### Dati tecnici Inverter Sunny Central 2800 - UP

I valori minimi e massimi della tensione di uscita del generatore fotovoltaico nelle condizioni operative limite previste (-5° C / 70° C) sono compatibili con il range di funzionamento dell'inverter che assicura l'inseguimento della massima potenza. Analogamente, la corrente massima di parallelo delle stringhe è inferiore alla corrente massima tollerata in ingresso dall'inverter.

Per elevare la tensione all'uscita degli inverter da 630 V a 36.000 V, si prevede l'utilizzo di trasformatori in olio ermetico di taglie differenti a seconda dell'inverter scelto e di seguito descritti nel dettaglio:





Grandezza	Valore
Potenza	<ul style="list-style-type: none"><li>• 3000 kVA</li><li>• 4000 kVA</li><li>• 4600 kVA</li></ul>
Frequenza	50 Hz
Tensione Primaria	36 kV
Tensione di ingresso max	630 V
Vcc%	6%
Regolazione, lato MT	$\pm 2 \times 2,5\%$
Gruppo Vettoriale	Dyn11
Raffreddamento	Olio

## 2.4 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS

Si prevede l'integrazione di un sistema di accumulo elettrico (BESS – Battery Energy Storage System) all'interno dell'impianto fotovoltaico per stabilizzare l'immissione di energia in Rete nonostante le fluttuazioni della risorsa primaria e i necessari servizi di manutenzione. Inoltre, un sistema di accumulo di energia fornisce capacità di stoccaggio con dispacciabilità controllata, in cui l'energia immagazzinata viene rilasciata quando i prezzi sul mercato spot raggiungono una certa soglia.

**L'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico sarà accumulata nelle ore di picco ed immessa nella RTN durante le ore di bassa produzione. Non si prevede accumulo di energia prelevata dalla rete. La potenza del sistema di accumulo elettrochimico non andrà ad incidere sulla potenza totale in immissione atteso che questo funzionerà quando l'impianto fotovoltaico immetterà in Rete una potenza inferiore a quella nominale.**

La tecnologia più promettente, per le applicazioni di accumulo distribuito di taglia medio-grande, è quella delle batterie agli ioni di litio che presenta una vita attesa molto lunga (fino a 5000 cicli di carica/ scarica a DOD 80%), un rendimento energetico significativamente alto (generalmente superiore al 90%) con elevata energia specifica. Esse sono adatte ad applicazioni di potenza, sia tradizionali, sia quelle a supporto del sistema elettrico. Le caratteristiche delle batterie litio-ioni in termini di prestazioni relative alla potenza specifica, energia specifica, efficienza e durata, rendono queste tecnologie di accumulo particolarmente interessanti per le applicazioni "in potenza" e per il settore dell'automotive.

Nel caso specifico saranno utilizzati accumulatori a ioni di litio (LFP: litio-ferro-fosfatato) che permettono di ottenere elevate potenze specifiche in rapporto alla capacità nominale.

Le batterie sono alloggiare all'interno di container e sono raggruppate in stringhe. Le stringhe vengono messe in parallelo e accoppiate ad un DC – DC converter.

Le batterie sono di tipo ermetico e sono in grado di resistere, ad involucro integro, a sollecitazioni termiche elevate ed alla fiamma diretta. Esse non costituiscono aggravio al carico di incendio.

Le celle sono collegate in serie (16 oppure 18) per raggiungere la tensione massima in corrente continua al DC -DC converter e parallelati per raggiungere la potenza e la capacità di progetto (potenza di 500 kW per la tipologia di DC – DC converter utilizzato visibile nel datasheet e capacità di 2 MWh per Container).

### 2.4.1 IL DC-DC CONVERTER

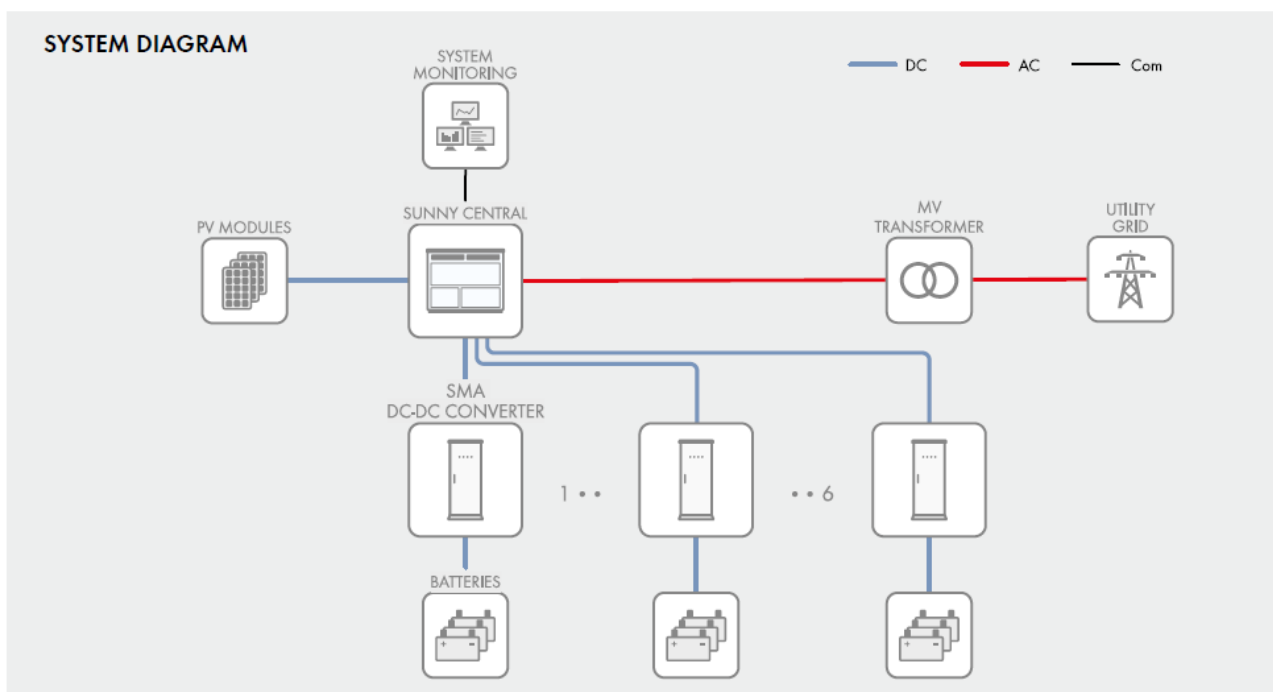
Il DC-DC Converter, oltre alle batterie di accumulo elettrochimico, è un componente fondamentale per il sistema di accumulo, esso fa da "ponte" tra gli accumulatori e gli inverter, permettendo il collegamento diretto



di questi ultimi con i container batterie. Questo collegamento permette di risparmiare sulla scelta degli inverter bidirezionali DC/AC ed evita l'utilizzo di ulteriori trasformatori per il trasferimento di energia dal BESS alla rete e viceversa.

Il DC-DC Converter serve per controllare e gestire i flussi bidirezionali di energia permettendo alle batterie di caricarsi o scaricarsi secondo le diverse esigenze, attraverso le conversioni DC/DC interfacciandosi continuamente con gli ingressi CC dell'Inverter.

I DC – DC converter collegati agli inverter, nello specifico prevedono che un lato CC sia collegato alle batterie e che l'altra parte in DC sia collegata agli ingressi CC riservati alla connessione delle batterie (gli Inverter Sunny Central adottati hanno la possibilità effettuare al più sei collegamenti DC per l'accoppiamento con le batterie).



*Schema elettrico di collegamento del DC – DC Converter alla Powerstation*



Technical Data	SMA DC-DC CONVERTER without installed Metering Kit	SMA DC-DC CONVERTER with installed Metering Kit
<b>Electrical Data</b>		
Max. continuous power (at 30 °C)	500 kW at 1000 VDC 600 kW at 1200 VDC to 1500 VDC	
Battery input voltage range	550 V to 1500 V	
PV input voltage range	550 V to 1500 V	
Max. continuous current (at 30 °C)	+/- 500 A	
Supply voltage	120 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA 230 V, 1-ph, 50 Hz, 600 VA 277 V, 1-ph, 60 Hz, 600 VA	
Accuracy on power and energy measurements	<1.5 %	<0.5 %
Battery technology	compatible with all common battery technologies	
<b>Efficiency</b>		
Average efficiency	98.2 %	
<b>Protective devices</b>		
Battery-side disconnection point	Circuit breaker in the battery system and/or internal converter fusing	
PV-side disconnection point	Fusing inside the Sunny Central	
Ground-fault monitoring and insulation monitoring	Use of monitoring in the Sunny Central	
Overvoltage protection for auxiliary supply	●	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	960.1 / 2029.5 / 983.0 mm (37.8 / 79.9 / 38.7 in)	
Weight	653 kg (1440 lb)	
Operating temperature	-25 °C to 55 °C (-13 °F to 131 °F)	
Storage temperature	-40 °C to 70 °C (-40 °F to 158 °F)	
Noise emission (sound pressure level at a distance of 10 m)	< 65 db(A)	
Cooling method	Forced air-cooling	
Degree of protection of enclosure	IP54 / UL Type 3R	
Application in unprotected outdoor environments	●	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	95%	
Maximum operating altitude above MSL 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent de-rating)	
Fresh air consumption	2720 m³/h (96000 ft³/h)	
<b>Equipment</b>		
Cable entry	Bottom	
Communication / protocols	Modbus TCP / IP	
System monitoring	Real-time monitoring with automated alerts and data storage	
Status lights	On the front for operating mode, alert and error state	
Factory-installed DC meter (Metering Kit) with high accuracy (0.2%)	-	●
Warranty: 5 / 10 / 15 years	● / ○ / ○	
Certificates and approvals	CE Label, CISPR 11:2015+A1:2016, CSA 22.2 #107, EN 62109-1, FCC Part 15 Class A, ICC-ES-AS156, IEC 61000-6-2, IEC 62109-1, IEEE 693, UL 1741, UL 62109-1	
Type designation and material number	DPS-500 without installed Metering Kit 205607-00.01	DPS-500 with installed Metering Kit 205606-00.01

#### Dati Accumulo DC -DC Converter

### 2.4.2 DISPOSIZIONE BESS

L'impianto di accumulo sarà costituito da 18 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 18 DC -DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei vari sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 9 MW.

### 2.5 STRUTTURE DI SOSTEGNO MONOASSIALI

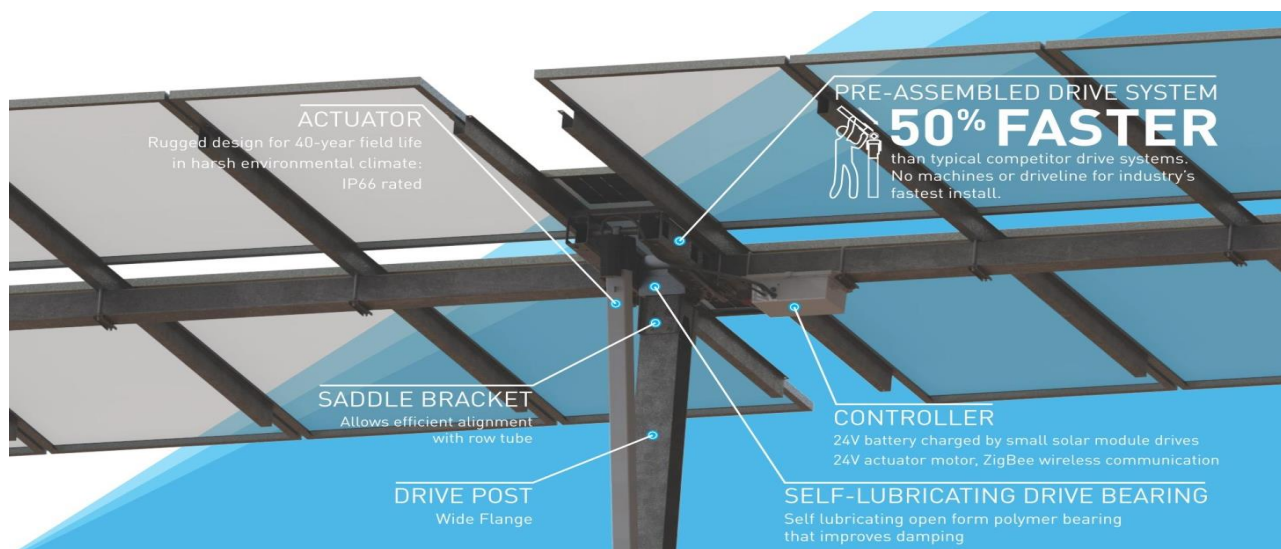
Il singolo blocco (stringa) sarà montato su inseguitori modulari monoasse formati da robusti pali infissi nel terreno su cui sono montati i "porta moduli" girevoli con una sola stringa di elementi fotovoltaici. Il sistema è movimentato da un azionamento lineare controllato da un programma astronomico in grado di inseguire il sole durante tutto l'arco della giornata, soluzione che garantisce una maggiore efficienza del sistema, massimizzando l'energia prodotta. Sulla struttura meccanica degli inseguitori sono montati i pannelli fotovoltaici; il movimento automatico permette ai pannelli di essere sempre orientati in modo ottimale rispetto al sole, limitando così le perdite per effetto della riflettività. La stessa struttura è realizzata appositamente per accogliere i moduli fotovoltaici con le caratteristiche di tenuta al vento necessarie per la zona d'installazione.

L'inseguitore monoassiale è caratterizzato da una tipologia d'inseguimento azimutale su singolo asse con sistema di controllo autoconfigurante basato sul programma astronomico con backtracking per il controllo dell'ombreggiamento reciproco. Il range di rotazione va da + 45° a -45° con un errore massimo d'inseguimento



di 1,87°. Il sistema di azionamento è caratterizzato da un attuatore lineare da 230 V con grado di protezione IP55 controllato da un quadro centrale in grado di comunicare con 210 inseguitori.

L'algoritmo di inseguimento è basato sul cosiddetto orologio astronomico, ovvero, spiegato in maniera del tutto generale, un orologio che mostra, in aggiunta all'ora corrente, informazioni di carattere astronomico. Queste possono includere la posizione del Sole e della luna nel cielo, l'età e la fase della luna, la posizione del Sole sull'eclittica e l'attuale segno zodiacale, il tempo siderale e altri dati come i nodi lunari, utili nella predizione delle eclissi ed una mappa celeste rotante. Nel nostro caso, ovviamente, sarà di interesse solamente la posizione del Sole nel cielo, con la quale, tramite un apposito algoritmo, si potrà comandare il movimento degli inseguitori al fine di ottimizzare la captazione.



Elenchiamo i vantaggi che hanno portato alla scelta del Tracker monoassiale:

- basso errore di puntamento anche con tempo variabile;
- insensibile all'invecchiamento, polveri, deiezioni;
- uniforme posizionamento inseguitori;
- assenza ombreggiamento;
- massima efficienza con radiazione diretta;
- minor frequenza guasti;
- ridotto consumo energetico;
- ridotta usura motore.

## 2.6 OPERE PRINCIPALI DA ESEGUIRSI

Di seguito sono riportate le principali lavorazioni che si effettueranno nell'area di impianto:

- preparazione area impianto fotovoltaico;
- realizzazione viabilità interna al campo in strada brecciata;
  - scavi a sezione ampia per sbancamento;
  - posa in opera di materiali aridi costituiti da detriti di cava o ghiaia mista, aventi pezzatura come da progetto esecutivo, esenti da materie terrose e vegetali, per la formazione del letto di posa della fondazione stradale, per la regolarizzazione del piano viabile;
  - formazione di fondazione stradale in misto granulare stabilizzato con legante naturale;



- spargimento di graniglia e pietrisco di idonea granulometria;
- cilindratura meccanica;
- realizzazione recinzione perimetrale impianto fotovoltaico;
- realizzazione di platea per posa dei Power Skid, punto di raccolta, conversione e di trasformazione dell'energia;
- posa dei Power Skid comprensivi di Inverter, Quadri BT e MT e Trasformatore MT/BT;
- realizzazione elettrodotto MT;
- realizzazione impianto fotovoltaico:
  - infissione pali metallici nel terreno senza modificare l'attuale natura del terreno;
  - fissaggio delle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici;
  - fissaggio dei pannelli sulle strutture;
  - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i moduli stessi per formare la stringa;
  - posa dei quadri di parallelo stringhe;
  - realizzazione dei collegamenti elettrici fra i quadri di parallelo stringhe e gli inverter, previo scavo nell'area di campo, posa in opera dei cavi elettrici, e realizzazione dei pozzetti elettrici per l'ispezione dei cavi;
  - realizzazione impianto videosorveglianza, illuminazione e antintrusione.

## 2.7 QUADRI ELETTRICI

La realizzazione dell'impianto fotovoltaico necessita di una serie di quadri per il collegamento elettrico dei componenti sia nella sezione in corrente continua che in quella in alternata (bassa tensione e media tensione). L'installazione sarà predisposta con tutti gli elementi di protezione elettrica previsti dalla normativa vigente sia contro i contatti diretti (interruttori) che contro quelli indiretti (differenziali).

Tutti i quadri elettrici installati in interno avranno un grado di protezione almeno IP41. Quelli in esterno avranno tutti grado di protezione IP65.

### Quadri elettrici di sezionamento linee CC e parallelo stringhe

I quadri di sezionamento e parallelo hanno la funzione di:

- Sezionamento delle stringhe del generatore fotovoltaico in ingresso;
- Eseguire il parallelo stringhe per la raccolta vicino ai pannelli prima di collegarli all'inverter centralizzato.

I quadri sono previsti realizzati in PVC e fissati alle strutture di sostegno tramite staffe in modo che il quadro si trovi ad altezza idonea per interventi di manutenzione senza attrezzature aggiuntive.

### Quadro servizi ausiliari di Skid

Il quadro generale servizi ausiliari ha la funzione di alimentare e proteggere le utenze del sottocampo.

Il quadro è previsto realizzato in PVC per esterno

### Scomparti in media tensione

Gli scomparti di media tensione a 36 kV saranno del tipo *8DJH36 RMU* per esterno montati sullo Skid direttamente in fabbrica. Saranno composti da un parallelo sbarre con due partenze linee, per effettuare l'entra-esce con gli altri Skid, e uno scomparto protezione Trasformatore MT/BT.

### Caratteristiche Scomparti MT



Lo scomparto avrà un involucro realizzato in acciaio inossidabile resistente alla corrosione. Le pareti dei recipienti e le boccole per i collegamenti elettrici e i meccanismi di manovra vengono unite mediante moderne procedure di saldatura, formando così un sistema di pressione sigillato. I dispositivi di manovra e le sbarre posizionate nel contenitore del quadro sono protetti da influssi esterni quali umidità, inquinamento, polvere, gas aggressivi e piccoli animali. Il quadro adatto anche per applicazioni in climi estremi o in condizioni ambientali aggressive.

Ogni singolo pannello ha il proprio contenitore del quadro. Nei blocchi di pannelli, i dispositivi di commutazione di più pannelli condividono un contenitore del quadro.

Lo scomparto viene riempito in fabbrica con esafluoruro di zolfo (SF<sub>6</sub>). Questo gas è atossico, chimicamente inerte e presenta un'elevata rigidità dielettrica. Non sono necessari lavori a gas in loco. Anche durante il funzionamento non è necessario controllare lo stato del gas o ricaricare.

Per monitorare la densità del gas, ogni Scomparto del quadro è dotata di un indicatore di pronto per il servizio sul fronte operativo. Si tratta di un indicatore meccanico rosso / verde, autocontrollato e indipendente dalla temperatura e dalle variazioni della pressione dell'aria ambiente.

### Sistema sbarre

La sbarra è tripolare racchiusa nell'involucro del quadro. Per i singoli pannelli e opzionalmente anche per i blocchi di pannelli, può essere interconnessa lateralmente con le sbarre dei pannelli adiacenti mediante giunti isolati in modo da realizzare un sistema di sbarre continuo. Non sono necessarie opere a gas per il montaggio o per eventuali successivi ampliamenti del quadro.

### Vano cavi

Per tutti i collegamenti principali, cavo-trasformatore-interruttore, i cavi sono collegati tramite passanti in resina colata che conducono al contenitore del quadro. Le boccole sono progettate come sistema a cono esterno secondo DIN EN 50181.

Il vano cavi è accessibile dal fronte. Un interblocco meccanico assicura che il coperchio del vano

I passanti nelle partenze, cavo-interruttore corrispondono all'interfaccia tipo C (DIN EN 50181). Sono adatti per il collegamento di cavi con connettori maschio isolati in corrispondenza del contatto bullonato M16. Il test del cavo può essere eseguito direttamente sulla terminazione se vengono utilizzati connettori a T per cavi adeguati. È quindi possibile omettere una presa di prova separata.

Nella versione standard le partenze del trasformatore sono dotate di passanti di interfaccia tipo C con contatto bullonato. Opzionalmente sono disponibili anche boccole del tipo di interfaccia B.

## **2.8 CAVI E TUBAZIONI**

Le linee elettriche prevedono conduttori di tipo idoneo per le tre sezioni d'impianto (continua, alternata bassa tensione, alternata media tensione) in rame e in alluminio. Il dimensionamento delle condutture è a norma CEI e la scelta del tipo di cavi è armonizzata anche con la normativa internazionale.

Le sezioni dei cablaggi sono state calcolate in modo che rispettino le cadute di tensione massime indicate nella seguente tabella, incluse le possibili perdite per terminali intermedi e i limiti di riscaldamento raccomandati dal produttore dei conduttori.

Zona	Caduta di tensione massima riferita alla tensione nominale continua del sistema (%)
Sezione CC	<1,5
Sezione CA	<1,5



La posa sarà viceversa realizzata come segue:

#### Sezione in corrente continua

**Cablaggio interno del generatore fotovoltaico:** cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, fascette anti-UV e equipaggiate ai terminali di stringa con connettori IP65 (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm<sup>2</sup>**);

**Cablaggio generatore fotovoltaico - quadri di parallelo e sezionamento stringhe:** cavi in posa libera fissata alle strutture di sostegno protette dalla sagoma della carpenteria, o in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **TECSUN PV1-F 6 mm<sup>2</sup>**);

**Cablaggio quadri di sezionamento stringhe - Inverter:** cavi in posa intubata in PVC corrugato (cavo tipo **H1Z2Z2-K 2x(1x150) mm<sup>2</sup>**).

#### Sezione in corrente alternata

La sezione in corrente alternata AC tra inverter, trasformatore e quadri BT e MT sarà realizzata in fabbrica sui Power Skid con la seguente tipologia:

**Cablaggio inverter - Trasformatore:** cavi in posa libera entro vasca in aria (cavo tipo **FG16R** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

**Cablaggio Trasformatore Quadro Media Tensione:** cavi in posa libera nella parte inferiore dello Power Skid (cavo tipo **ARE4H5EX** con composizione e sezioni come da Schema Unifilare);

Per quanto riguarda la sezione in corrente alternata AC esercita in media tensione costituita dai cavidotti interrati necessari per l'interconnessione tra le Power Station e la cabina di raccolta oltre che dall'elettrodotta di vettoriamento si rinvia al successivo capitolo.

## **2.9 SISTEMA DI TERRA (MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI E INDIRECTI)**

Il sistema di distribuzione della sezione in corrente continua sarà del tipo IT (flottante senza punti a terra) con protezione da primo guasto con relè di isolamento elettrico, mentre la distribuzione in alternata sarà del tipo TN-S.

La rete principale di terra è composta da 2 reti di terra collegate tra loro:

- Rete di terra del generatore fotovoltaico costituita da varie sbarre di rame unite da cavi nudi di rame di 35 mm<sup>2</sup> di sezione ai quali di collega la struttura metallica e le cassette di parallelo;
- Rete di terra dei Power Skid (inverter e centro di trasformazione) costituita da anelli di terra situati sotto ciascuna platea, ognuno formato da sbarre di rame unite da un cavo nudo di 50 mm<sup>2</sup> di sezione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dalla scelta di moduli fotovoltaici in classe II certificata (senza messa a terra della cornice), dai cablaggi con cavi in doppio isolamento (isolamento delle parti attive) e dall'utilizzo di involucri e barriere secondo la normativa vigente.

## **2.10 SISTEMA DI MONITORAGGIO DELLE PRESTAZIONI**

Il sistema di monitoraggio consisterà in un hardware ed un software in grado di monitorare e registrare le variabili fisiche ed elettriche principali durante l'esercizio dell'impianto e di inviare i dati dall'impianto ad un server web da cui sono gestiti e memorizzati. Tutte le informazioni di operazione potranno essere consultate sia nei valori istantanei che negli storici valutando l'evoluzione delle variabili (giorno, mese, anno, ecc.). Il sistema sarà corredato di tutti gli allarmi necessari alla visibilità totale dell'impianto ai tecnici preposti alla sorveglianza, per un intervento manutentivo in caso di anomalia di funzionamento in tempi molto veloci, spesso ancor prima che si verifichi un guasto.

Attraverso un sistema di gestione locale e remoto, è possibile conoscere e gestire in tempo reale, dalla Centrale di Controllo, l'andamento delle:



- Variabili ambientali (temperatura, intensità del vento);
- Variabili di funzionamento (potenza erogata, energia prodotta, tensioni, correnti, temperatura dei moduli ecc.).

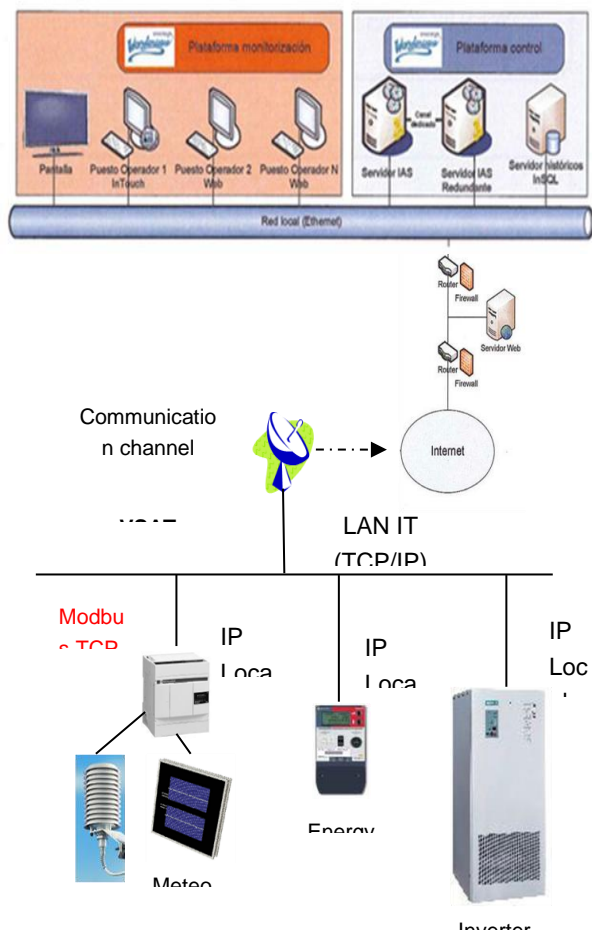
Il sistema permette la consultazione in tempo reale (tramite una password) e da qualsiasi luogo, mediante l'accesso web attraverso un normale PC.

Il sistema di monitoraggio sarà composto dai seguenti componenti principali:

- Stazione di supervisione remota che consentirà di:
  - o Evidenziare eventuali allarmi dalla stazione locale collegata;
  - o Monitorare e comandare la stazione locale, collegata tramite linea dedicata;
  - o Elaborazione dei dati di esercizio e report di prestazione annuale.
- Accesso Web del Cliente per le stesse operazioni di cui al punto precedente

Le pagine video del software operativo generate sulle stazioni (locale e remota) riporteranno:

- Layout disposizione moduli ed apparecchiature del campo fotovoltaico;
- Stato dei dispositivi di comando e protezione;
- Stato e dati di produzione dei singoli gruppi di conversione;
- Dati di produzione istantanea del generatore fotovoltaico;
- Macro trend di produzione (giornaliera, mensile);
- Allarmi o anomalie di funzionamento;
- Storico degli allarmi.





## 2.11 SISTEMA DI VIDEOSORVEGLIANZA

Gli elementi che compongono il sistema di videosorveglianza proposto saranno i seguenti:

- Sottosistema di controllo antintrusione: protezione perimetrale con barriera ad infrarossi;
- Sottosistema di controllo a circuito chiuso televisivo;
- Sottosistema di comunicazione.

La protezione del sistema di videosorveglianza consisterà nell'installazione di un sistema antintrusione di tipo perimetrale con barriera a raggi infrarossi combinato con telecamere sorvegliate reciprocamente a circuito chiuso in modo da verificare visivamente lo stato della barriera ad infrarossi.

Il sistema antintrusione permetterà la gestione degli allarmi e la attivazione dei dispositivi sia localmente che da remoto.

I dissuasori addizionali saranno sonori con sirene ad alta potenza dotate di lampade a luce flash.

## 2.12 SISTEMI ANTINCENDIO

Sono previsti sistemi ad estintore su ogni Power Skid presente e alcuni estintori aggiuntivi per eventuali focolai lontani dagli Skid (sterpaglia, erba secca, ecc.).



### 3. CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO DEL GENERATORE E DEI CAVIDOTTI MT

#### 3.1 MODALITÀ DI CALCOLO

Partendo dalla modellazione del sistema con i parametri dei generatori, dei trasformatori, si introducono i parametri dei cavi e si risolve il problema del load flow con il metodo di Newton – Raphson utilizzando un software proprietario e si verifica se sono rispettati i vincoli imposti sulla portata, caduta di tensione, perdite di potenze, etc.

Il processo è iterativo, nel senso che se uno dei vincoli non è rispettato si maggiora la sezione dei cavi, e si risolve di nuovo il problema.

Questa operazione sarà ripetuta fino a quando tutti i vincoli saranno rispettati.

Per la scelta delle caratteristiche delle apparecchiature elettriche e per la scelta definitiva dei cavi, si risolve il problema del corto circuito con la norma IEC 60909/2001 equivalente alla norma CEI 11-25, sulla rete precedentemente modellata (con i cavi che rispettano tutti i vincoli imposti).

Risolto il problema del corto circuito, si verifica se tutti i cavi precedentemente scelti, sono in grado di sostenere la corrente presunta di corto circuito per 0,5 secondi. Se si verifica che una data linea non è in grado di sostenere il corto circuito, si maggiora la sezione e si procede di nuovo alla verifica, il tutto fino a quando i risultati sono coerenti.

#### 3.2 CALCOLO DELLA PORTATA

Una delle principali caratteristiche funzionali dei cavi interrati è la portata nominale al limite termico  $I_n$ , intesa come la massima intensità di corrente che può circolare in un conduttore, in condizioni di servizio, senza che la temperatura sia superiore a quella massima ammissibile  $\theta_{max}$  dell'isolante. Ovviamente questo valore di temperatura varierà a seconda delle caratteristiche dielettriche dell'isolante impiegato e, di conseguenza, la corrente che può circolare nel conduttore dipende fortemente dal tipo di isolante adoperato che, come precedentemente osservato, è la parte più sensibile alle sollecitazioni elettriche e termiche.

Considerando che il cavo è isolato in XLPE (polietilene reticolato), oppure in E4 o in P1 la temperatura massima ammissibile per l'isolante vale:

$$\theta_{max}=90^{\circ}(\text{caso peggiorativo})$$

Un altro parametro termico da tener presente è la temperatura dell'ambiente di posa del cavo, che varia a seconda delle sue condizioni di posa e, per ciascuna di esse, tiene conto della situazione ambientale più sfavorevole allo smaltimento del calore. In particolare, si è scelto:

$$\theta_{amb}=20^{\circ} \text{ (come previsto dalla CEI 20-21 per l'Italia)}$$

quale temperatura del terreno di posa.

Si definisce salto termico totale  $\Delta\theta_{tot}$  la quantità (funzione della portata  $I_n$ ):

$$\Delta\theta_{tot}=\theta_{max} - \theta_{amb}=f(I)$$

Il salto termico totale è un limite di temperatura che non deve essere superato. Infatti, la trasmissione di elevati valori di energia elettrica comporta notevoli difficoltà legate, oltre che al tipo di isolante e alle dimensioni del cavo, anche al modo in cui il calore viene smaltito all'esterno. Inoltre, la vita dell'isolante, intesa come l'intervallo di tempo durante il quale il cavo può esercitare le funzioni per le quali è stato realizzato, cala bruscamente se il salto termico totale viene superato.

Assegnato  $\Delta\theta_{tot}$ , lo scopo del progetto termico è quello di determinare la portata massima ammissibile  $I_n$  del cavo. Per determinare la portata  $I_n$  occorre valutare l'intera potenza che si dissipa all'interno del cavo (ovvero la potenza termica che si genera al suo interno per effetto dei diversi fenomeni di perdita che hanno sede nei



vari strati). Nota la potenza termica, sarà possibile valutare i salti di temperatura  $\Delta\theta$  relativi a ogni strato di cui è composto il cavo. A ciascun elemento del cavo, infatti, compete un diverso salto di temperatura, oltre che una diversa potenza dissipata, e la somma di questi  $\Delta\theta$  non dovrà superare  $\Delta\theta_{tot}$ .

Il progetto termico viene effettuato facendo riferimento alla norma tecnica Norma CEI 20-21, in modo tale da determinare la portata in regime permanente in funzione della temperatura ambiente e modalità di posa. Le elaborazioni di calcolo ed i risultati sono ottenuti, come riportato dalle tabelle sotto riportate, utilizzando la procedura indicata dalla norma:

$$I = [\Delta\theta_{tot} - W_d(0,5T_1 + n(T_2 + T_3 + T_4))] / (RT_1 + nR(1 + \lambda_1)T_2 + nR(1 + \lambda_1 + \lambda_2)(T_3 + T_4))]^{1/2}$$

dove:

- $W_d = \omega C U_2 \tan\delta$  (perdite dell'isolante per unità di lunghezza)
- $C = \epsilon / 18 \ln(D_i/d_c)$  (capacità dell'isolante per unità di lunghezza)
- $R = R'(1 + Y_s + Y_p)$  [ $\Omega/m$ ] (resistenza in corrente alternata del conduttore)
- $R' = R_0[1 + \alpha_{20}(\theta - 20)]$  [ $\Omega/m$ ] (resistenza in corrente continua)
- $Y_s$  (fattore dell'effetto pelle)
- $Y_p$  (fattore dell'effetto di prossimità)
- $X_s^2 = 8\pi f 10^{-7} K_p/R'$
- $\lambda = \lambda_1 + \lambda_2$  (fattore di perdita nella guaina e nello schermo ( $\lambda_2 = 0$  cavo non armato))
- $T_1$  (resistenza termica dell'isolante)
- $T_2$  (resistenza termica dell'imbottitura tra isolante e guaina esterna)
- $T_3$  (resistenza termica del rivestimento esterno del cavo)
- $T_4 = 1,5/3,14 \cdot \rho_T \ln(16L_3/D_e \cdot s^2)$  (resistenza termica tra la superficie del cavo ed il mezzo ambiente per una terna)
- $\rho_T$  (resistività termica del terreno)
- $T_4'$  (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per due terne affiancate)
- $T_4''$  (resistenza termica tra superficie esterna del cavo ed il mezzo ambiente per tre terne affiancate)

I cavi saranno posati direttamente a contatto con il terreno. La profondità di posa è di 1,2 m e le terne che seguiranno lo stesso tracciato saranno affiancate ad una distanza, rispetto ai cavi più interni, di 0,3 m asse-asse. La portata dei cavi affiancati è calcolata tenendo conto anche del riscaldamento causato su di esso dalle correnti che effettivamente percorrono gli altri cavi posti nello stesso scavo. Tale calcolo per i vari casi previsti è fatto applicando il principio dell'immagine termica proposta dalla norma CEI 20-21.

Nelle tabelle sotto riportate sono illustrati i risultati dei calcoli di portata in base al numero di terne affiancate per le taglie di cavi che si utilizzeranno nella realizzazione della rete elettrica (50 mmq, 95 mmq e 500 mmq).

È importante sottolineare che la portata dei cavi dipende fortemente dalla resistività termica del mezzo che circonda il cavo interrato. Per il calcolo delle portate di corrente è stato utilizzato un valore di resistenza termica del terreno di 1 K·m/W.

È importante sottolineare che la resistenza termica dei terreni, lungo il percorso degli elettrodotti di collegamento dei sottocampi con la cabina di raccolta e di questa con la Stazione Elettrica (SE) a 150/36 kV della RTN, cambia di molto a seconda della tipologia dei terreni che si hanno dalla zona del campo fotovoltaico fino ad arrivare alla zona della Stazione.



### 3.3 SCELTA DEL TIPO DI POSA CAVO MT

Tutti i cavidotti MT interni al campo fotovoltaico saranno interrati ad una profondità non inferiore a 1,10 m. Per quanto riguarda il cavidotto MT di vettoriamento dell'energia di collegamento tra la cabina di raccolta interna al campo fotovoltaico e la Stazione Elettrica a 150/36 kV della RTN mediante stallo arrivo linea, sarà interrato ad una profondità di circa 1,50 m su sede propria o su banchina di strada esistente in conglomerato bituminoso.

I cavi saranno posati su un letto di terreno vegetale oppure di terreno vagliato rinveniente dallo stesso scavo in modo tale da avere una resistenza pari a 1 K·m/W. Verranno posati anche i nastri segnalatori disposti superiormente ai cavi ad almeno 30 cm.

Gli scavi ed i ripristini sulle eventuali carreggiate stradali saranno eseguiti secondo le modalità descritte nelle tavole del progetto esecutivo civile.

Per i cavi, in generale, si definiscono le seguenti modalità di posa:

- L: Cavi direttamente interrati senza protezione meccanica supplementare;
- M: Cavi direttamente interrati con protezione meccanica supplementare (lastra piana M.1 o apposito tegolo M.2);
- N: Cavi in tubo interrato;
- O: Cavi in condotti;
- P: Cavi in cunicolo affiorante;
- Q: Cavo in cunicolo interrato;
- R: Cavo in acqua (posato sul fondo R.1 o interrato sul fondo R.2).

### 3.4 SCELTA DEL LIVELLO DI TENSIONE E DEL TIPO DI CAVO

Ai sensi della norma CEI 11-17 e come riportato nella tabella 4.1.4, in funzione della tensione nominale del sistema pari a 36 kV, si ottiene:

- valore della tensione massima  $U_n=36$  kV;
- categoria A oppure B cui corrisponde una durata massima per ogni singolo caso di funzionamento con fase a terra da 1 fino a 8 ore;
- tensione di isolamento a campo elettrico radiale  $U_0=18$  kV.

Tra i vari cavi con materiale conduttore in alluminio, è possibile utilizzare cavi ARE4H5ER 36 kV che sono normati, per quanto riguarda le prove sui materiali, dalla norma CEI. Tutte le verifiche sono state effettuate considerando i dati elettrici e costruttivi forniti dalla committenza nonché i datasheet Nexans.

Di seguito si riportano le caratteristiche dei vari tipi di cavo.

#### ✓ Cavo tipo ARE4H5ER

Tale cavo presenta le seguenti caratteristiche:

- anima costituita da conduttore a corda rotonda compatta di alluminio, classe 2 secondo IEC60228;
- semiconduttore interno in materiale elastomerico estruso;
- isolante estruso XLPE;
- semiconduttore esterno in materiale elastomerico estruso;
- barriera d'acqua longitudinale;
- schermo metallico con nastro in alluminio applicato longitudinalmente;
- due guaine una in PE e una in PVC estruso - colore rosso per aumentare la resistenza meccanica.



Il cavo ha una temperatura massima di funzionamento in condizioni ordinarie di 90°C, una temperatura massima ammissibile in corto circuito di 250 °C.

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ):	3x1x50
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.641
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.822
Reattanza [Ω/km]:	0.152
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.147

*Caratteristiche cavo 3x1x50*

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ):	3x1x95
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.320
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.411
Reattanza [Ω/km]:	0.134
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.193

*Caratteristiche cavo 3x1x95*

Tipo:	ARE4H5EX
Tensione nominale [kV]:	18/36
Formazione e sezione [mm <sup>2</sup> ):	1x500
Resistenza a 20 °C [Ω/km]:	0.0605
Resistenza a 90 °C [Ω/km]:	0.080
Reattanza [Ω/km]:	0.096
Capacità chilometrica [μF/km]:	0.376

*Caratteristiche cavo 1x500*

### 3.5 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI MT

Nelle tabelle sottostanti si riportano i dati e i risultati dei calcoli effettuati a piena potenza per tutti i cavidotti MT di collegamento tra le Power Station situate nelle 5 aree di impianto e la cabina di raccolta. Inoltre, sono state effettuate le verifiche di portata e caduta di tensione sull'elettrodotto MT di collegamento tra la Cabina di raccolta e la Stazione Elettrica 150/36 kV:

Raggruppamenti	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Potenza [MW]	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
Linea 1	Cab1a - Cab1b	585	2,8	50	50	149(1)	66	0,29	OK
	Cab1b - Cab2b	295	5,6	50	100	149(1)	33	0,15	OK
	Cab2b - CR	970	7,9	95	141	187(2)	25	0,38	OK
Linea 2	Cab2a - Cab2c	425	2,3	50	41	149(1)	72	0,25	OK
	Cab2c - CR	830	5,1	95	91	187(2)	51	0,32	OK
Linea 3	Cab3a - Cab3b	375	4,6	50	82	116(3)	29	0,17	OK
	Cab3b - CR	20	9,2	95	164	217(1)	24	0,01	OK
Linea 4	Cab5c - Cab4	130	2,8	50	50	149(1)	66	0,08	OK
	Cab4 - CR	2185	6,8	95	121	187(2)	35	0,85	OK
Linea 5	Cab5d - Cab5b	350	2,8	50	50	149(1)	66	0,18	OK
	Cab5b - Cab5a	300	5,6	50	100	149(1)	33	0,18	OK
	Cab5a - CR	2000	8,4	95	150	187(2)	20	0,78	OK

*Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotti MT interni all'impianto fotovoltaico (potenza erogata 100%)*



Cavidotto di vettoriamento o a 36 kV	Tratto	Lunghezza Tratto [m]	Potenza [MW]	N. Terne Affiancate	Sezione [mmq]	Corrente di impiego da Load Flow [A]	Portata Conduttore (n° Terne affiancate) [A]	Margine di sicurezza sul carico [%]	Caduta di tensione sulla linea [%]	Verifica Caduta di tensione
	CR - RTN	10680	37	2	500	328	575 (2)	43	2.1	OK

*Dimensionamento e verifica della portata e cdt cavidotto di vettoriamento MT (potenza erogata 100%)*

Dai risultati ottenuti, si può constatare che, in regime di funzionamento ordinario (caso di massima potenza erogata), i vincoli impostati sono verificati su ogni tratto di linea.

### 3.6 CONDIZIONI OPERATIVE E VINCOLI

Per i calcoli elettrici relativi ai cavidotti, si sono considerate le seguenti condizioni:

di carico:

- potenza max generatore fotovoltaico afferente ad un Inverter: 4804,8 kW;
- Tensione nominale elettrodotto: 36 kV

di posa dei conduttori:

- tipologia di posa: direttamente interrato;
- profondità di posa: 1,00/1,2 m;
- temperatura del terreno: 25°C;
- resistività termica del terreno: 1 K·m/W;
- distanza di posa: 25 cm;
- numero totale massimo di terne nello stesso scavo: 3;
- Coefficiente di riduzione per N. 2 Terne affiancate: 0,86;
- Coefficiente di riduzione per N. 3 Terne affiancate: 0,78;

Si sono considerati i seguenti vincoli, imposti dal corretto funzionamento degli impianti e dalla scelta della soluzione più economica:

- massima caduta di tensione per collegamento tra due Power Station  $\Delta V = 0,32\%$ ;
- massima caduta di tensione per collegamento tra Power Station e Cabina di Raccolta  $\Delta V = 0,85\%$ ;
- tempo di intervento protezione  $t=0,5$  s;
- massime perdite ammesse sulle linee: 2%;
- massimo carico previsto per il cavo: 80 %.

### 3.7 COLLEGAMENTI AUSILIARI

Per i collegamenti ausiliari si utilizzeranno cavi multipolari con conduttori in corda flessibile in rame isolato in EPR sotto guaina in PVC, tipo F16OR16 0.6/1 kV, in ottemperanza alle norme CEI 20-22 II, con sezione minima pari a 2,5 mmq. Per il collegamento lato secondario certificato UTF dei trasformatori di corrente la sezione minima dei cavi impiegati dovrà essere almeno pari a 4 mmq.

Tutta la cassetteria dei circuiti di misura dei TA e TV dovrà essere realizzata in cavo schermato per una migliore protezione dalle interferenze elettromagnetiche.

### 3.8 APPARECCHIATURE A MT

La sezione a MT di ogni singolo montante include:



- il montante, in uscita dal quadro elettrico MT dell'impianto utente di connessione sarà composto da scomparti per arrivi linea, per partenza verso il trasformatore AT/MT, per protezione linea servizi ausiliari, per protezione del TV di sbarra;
- n. 1 terna di scaricatori di sovratensione, per esterno, ad ossido di zinco, completi di dispositivo contascariche, attestati sulle sbarre a MT del trasformatore;
- n. 1 apparato per la connessione ai morsetti del trasformatore AT/MT, costituito da n. 3 sbarre in rame, sorrette mediante isolatori da un castelletto in acciaio zincato a caldo per la risalita cavi e la connessione alle suddette sbarre.

### 3.9 QUADRO GENERALE MT

Il quadro generale MT, del tipo a tenuta d'arco interno, è realizzato in lamiera zincata con unità separate protette con interruttori e sezionatori in SF6, e sarà composto da:

- N. 1 unità di protezione del trasformatore AT/MT lato MT;
- N. 1 unità di alimentazione servizi ausiliari;
- N. 2 unità di arrivo linee MT da centrale con protezione.
- N. 1 unità di prelievo segnali di tensione di sbarra.

### 3.10 SERVIZI AUSILIARI ESSENZIALI

Il sistema di distribuzione sarà così composto:

- Raddrizzatore/Caricabatteria;
- Batteria ermetica di accumulatori al piombo;
- Quadro BT servizi ausiliari.

Il raddrizzatore/caricabatteria svolge la duplice funzione di fornire l'alimentazione stabilizzata alle utenze a 110 VCC e contemporaneamente di ricaricare la batteria.

### 3.11 RETE DI TERRA

La rete di terra sarà realizzata all'interno del recinto mediante una maglia in corda di rame nuda. L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della CEI EN 50522 (Classificazione CEI 99-3) ed alle prescrizioni della Guida CEI 11-37, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 125 mm<sup>2</sup>, interrati ad una profondità di almeno 0.7 m. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione pari a 70 mm<sup>2</sup>.

### 3.12 IMPIANTI SPECIALI

L'area i fabbricati andranno protetti dall'ingresso di non autorizzati tramite un sistema di antintrusione, conforme alla CEI 79-2, composto da:

- barriere perimetrali sui quattro lati del perimetro dell'area utente;
- contatti sulle porte di accesso ai locali di utente, con eccezione del locale misure;
- sirena auto-alimentata antischiama;
- centrale elettronica di allarme con almeno 4 zone;
- trasponder o chiave elettronica con interfaccia presso il cancello di ingresso;
- compositore GSM;

L'area dovrà, inoltre, essere dotata di impianto di videosorveglianza.



### **3.13 ILLUMINAZIONE ESTERNA ED IMPIANTO FM**

L'impianto di illuminazione esterno sarà realizzato con corpi illuminanti opportunamente distanziati dalle parti in tensione ed in posizione tale da non ostacolare la circolazione dei mezzi.

I proiettori saranno del tipo con corpo di alluminio, a tenuta stagna, grado di protezione IP65, con lampade a led non inferiore a 70 W e verranno montati su pali in vetroresina di altezza adeguata, aventi alla base una casetta di derivazione. Il valore medio di illuminamento minimo in prossimità delle apparecchiature AT sarà di 30 lux.

Dovrà essere installata l'illuminazione interna dei locali in modo tale che sia garantito all'interno un illuminamento medio di 100 lux con organi di comando indipendenti per singoli locali.

### **3.14 PROTEZIONE APPARECCHIATURE**

La protezione di macchina è costituita da due interruttori automatici, uno sul lato MT, l'altro sul lato AT, corredati di relativi sezionatori e sezionatori di terra, lampade di presenza tensione ad accoppiamento capacitivo, scaricatori di sovratensione, trasformatori di misura e di rilevazione guasti. Sarà così realizzata sia la protezione dai corto circuiti e dai sovraccarichi che la protezione differenziale.

Come precedentemente descritto, l'impianto AT sarà dotato di interruttori automatici AT, sezionatori di terra, lampade di presenza rete ad accoppiamento capacitivo, trasformatori di misura. Gli interruttori AT (con azionamento motorizzato) forniranno tramite relè indiretto la protezione dai corto circuiti, dai sovraccarichi, dai guasti a terra.

Le protezioni e le tarature si definiranno in sede di progettazione esecutiva e di regolamento di esercizio.





## 4. MISURE DI PROTEZIONE

### 4.1 CRITERI DI SCELTA E TARATURA DELLE PROTEZIONI MT

Le protezioni MT saranno dimensionate, scelte e tarate secondo quanto dettato dalla guida CEI 99-4 e CEI 0-16

### 4.2 PRESCRIZIONI GENERALI PER LA SICUREZZA DEGLI IMPIANTI MT

Gli impianti ed i componenti elettrici devono essere in grado di resistere alle sollecitazioni elettriche, meccaniche, climatiche ed ambientali previste in sito.

### 4.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI

La protezione dei conduttori dagli effetti dannosi causati dalle sovracorrenti è garantita da dispositivi automatici in grado di interrompere le correnti di sovraccarico fino al cortocircuito.

I dispositivi previsti sono:

- interruttori automatici provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo elettronico per taglie sopra i 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici scatolati provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 100A a 160A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori automatici modulari provvisti di sganciatori di sovracorrente del tipo magnetotermico per taglie da 5A a 60A a norme CEI 17-5 CEI EN 60947-2.;
- interruttori modulari combinati con fusibili gL (CEI 32-1) per la protezione dei circuiti voltmetrici e dei circuiti di segnalazione sui quadri elettrici.

Le caratteristiche corrente/tempo di intervento dei dispositivi di protezione sono le seguenti:

- curve di intervento selezionabili per i dispositivi con sganciatori elettronici;
- curva di intervento "C" ( $I_{magnetica} = 5 \div 10 \times I_{nominale}$ ) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati;
- curva di intervento "D" ( $I_{magnetica} = 10 \div 15 \times I_{nominale}$ ) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti primari di trasformatori;
- curva di intervento "B" ( $I_{magnetica} = 3 \div 5 \times I_{nominale}$ ) per i dispositivi con sganciatori magnetotermici utilizzati su circuiti derivati da gruppi elettrogeni o gruppi soccorritori a batterie.
- Interruttori magnetotermici previsti con funzione "G" (guasto a terra) per interruttori di taglia superiore a 400A;
- Interruttori previsti con relè differenziale per interruttori di taglia inferiore a 400A.
- interruttori di manovra sezionatori AT



- interruttori AT con protezione di massima corrente tripolare a due soglie, una di sovraccarico, una di cortocircuito, entrambe a tempo indipendente definito e protezione di minima e massima tensione.

#### 4.4 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO

Ogni sistema deve essere realizzato in modo che le correnti in condizioni di esercizio normale non superino le correnti nominali delle apparecchiature o le correnti ammissibili dei componenti. Si deve tener conto anche di condizioni ambientali sfavorevoli, come una temperatura più elevata di quella specificata nelle norme corrispondenti.

Utilizzando opportunamente dispositivi automatici a norme CEI 17-5/ CEI EN 60898 (CEI 23-3), CEI EN 60947-2 fusibili a norme CEI 32-1; CEI EN 60269-1, risulta assicurata la condizione prescritta dalla norma CEI 64-8:

$$IB \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45x I_z$$

Dove:

$I_B$  = corrente di impiego del circuito

$I_z$  = portata in regime permanente della conduttura (sez. 523 CEI 64-8)  $I_n$  = corrente nominale del dispositivo di protezione

$I_f$  = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni effettive.

La protezione dai sovraccarichi è svolta materialmente da:

- dispositivo a tempo dipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo dipendente termico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

#### 4.5 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI CORTOCIRCUITO

Gli impianti devono essere realizzati in modo da sopportare in sicurezza le sollecitazioni meccaniche e termiche derivanti da correnti di cortocircuito.

Il quadro prefabbricato MT, in particolare, è consigliabile prevederlo del tipo "a prova d'arco interno", secondo la norma CEI vigente.

Il potere di interruzione dei dispositivi scelti è superiore alla corrente di corto circuito presunta nei vari punti di installazione. I dispositivi automatici a norme CEI 17-5/23-3 ed i fusibili a norme CEI 32-1 sono stati scelti in modo tale da assicurare la condizione:

$$I^2 \cdot t_s \leq K^2 S^2$$

dove:



t = durata in secondi

S= sezione in mmq.

I = corrente effettiva di corto circuito in Ampere, espressa in valore efficace

K = 115 per i conduttori in rame isolati in PVC

135 per i conduttori in rame isolati con gomma ordinaria o butilica

136 per i conduttori in rame isolati con gomma EPR o XPRE

In ogni caso la max energia sopportata dai cavi  $K^2 \cdot S^2$  è superiore al valore di energia specifica  $I^2 \cdot t$  indicata dal costruttore come quella lasciata passare dal dispositivo di protezione.

I dispositivi di protezione previsti sono in grado di assolvere sia la protezione da sovraccarico sia la protezione da corto circuito in quanto rispettano le due condizioni dettate dalla norma CEI 64-8 sez. 435-1 e precisamente:

- protezione assicurata contro i sovraccarichi;
- potere di interruzione non inferiore al valore della corrente di corto circuito presunta.

La protezione specifica dai cortocircuiti è svolta da:

- dispositivo a tempo indipendente selezionabile degli sganciatori elettronici;
- dispositivo a tempo indipendente elettromagnetico degli sganciatori magnetotermici;
- elemento termico a fusione dei fusibili.

#### 4.6 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Gli impianti devono essere costruiti in modo da evitare il contatto non intenzionale con parti attive od il raggiungimento di zone pericolose (zone di guardia) prossime alle parti attive. Si devono proteggere le parti attive, quelle con il solo isolamento funzionale, e le parti che possono essere considerate a potenziale pericoloso.

La protezione contro i contatti diretti consiste nell'impedire il contatto con le parti attive nude o di portarsi ad una distanza tale per cui possa avvenire una scarica.

A tal fine, sono state introdotte le distanze di guardia (dg), di vincolo orizzontale (dvo) e verticale (dvv). La distanza di vincolo rappresenta la distanza minima tra la parte in tensione e la superficie sulla quale un operatore al lavoro può stare in posizione eretta, con entrambi i piedi appoggiati. Le parti attive poste ad una distanza dalla suddetta superficie inferiore alla distanza di vincolo devono essere protette con pareti o barriere metalliche con grado di protezione almeno IP1XB (il dito di prova penetra all'interno dell'involucro ma non raggiunge le parti attive). Le pareti e le barriere di protezione devono essere alte almeno 2m dal piano di calpestio.

La superficie interna della barriera deve trovarsi ad una distanza dalle parti attive (non schermate) almeno uguale a quella di guardia dg. Tale distanza può essere ridotta alla distanza minima d'isolamento se la barriera ha un grado di protezione almeno IP3X.

Le misure di protezione contro i contatti diretti su indicate devono essere applicate anche nei confronti dei componenti isolati ma senza schermo metallico collegato a terra, ad esempio le terminazioni del cavo, relativamente alla parte priva di schermo, e gli avvolgimenti in MT isolati in resina o nastrati dei trasformatori a secco.

E' opportuno che gli isolatori siano posizionati ad interdistanza massima di 120 cm, affinché la sbarra sopporti gli sforzi elettrodinamici della corrente di cortocircuito.



La protezione dai contatti diretti è garantita dalle misure richieste nella norma CEI 64-8 sez. 412, e precisamente:

- isolamento delle parti attive proporzionato alla tensione di esercizio del sistema e tale da resistere alle influenze meccaniche, chimiche, elettriche e termiche alle quali può essere soggetto;
- isolamento dei componenti elettrici costruiti in fabbrica conforme alle relative norme;
- parti attive poste entro involucri con grado minimo di protezione IP2X o IPXXB;
- superfici superiori degli involucri a portata di mano con grado minimo di protezione IP4X o IPXXD;
- apertura degli involucri possibile solo con uso di una chiave o attrezzo;
- utilizzo di interruttori blocco porta che permettano l'apertura della porta dopo aver disattivato le parti elettriche e la riattivazione delle stesse solo a porta chiusa.

Gli involucri di apparecchiature costruite in fabbrica devono essere conformi alle relative norme. In generale gli involucri devono essere saldamente fissati, resistenti alle sollecitazioni previste e se metallici garantire le distanze d'isolamento.

I sistemi di sicurezza previsti si possono così riassumere:

- utilizzo di involucri per apparecchiature e quadri elettrici con grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di pannelli a vite e porte sottochiave per i quadri elettrici;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_0/U = 450/750V$  per posa in tubazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_0/U = 450/750V$  per posa in canalizzazioni isolanti o metalliche collegate al PE;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_0/U = 450/750V$  per posa in quadri elettrici a norme CEI;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_0/U = 600/1000V$  in canalizzazioni isolanti o metalliche;
- utilizzo di conduttori con isolamento  $U_0/U = 600/1000V$  per posa interrata od in vista;
- utilizzo di morsetti isolati con  $V_i = 500V$  e grado di protezione IP20 in quadri elettrici e cassette di derivazione;
- utilizzo di cassette isolanti per derivazione con coperchio a vite e grado minimo di protezione IP40;
- utilizzo di cassette metalliche per derivazione con coperchio a vite, grado minimo di protezione IP40 e collegate al PE;
- utilizzo di apparecchiature isolate  $V_i = 500V$  e grado di protezione IP20 in quadri elettrici;
- utilizzo di componenti isolati  $V_i = 500V$  e grado di protezione IP40.

#### 4.7 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

La protezione dai contatti indiretti deve essere attuata mediante la messa a terra delle masse metalliche dell'impianto ed il coordinamento della resistenza di terra con il valore delle correnti di guasto AT/MT.

Gli impianti di terra devono essere progettati in modo da soddisfare le seguenti prescrizioni:

- avere sufficienti resistenza meccanica e resistenza alla corrosione;
- essere in grado di sopportare, da un punto di vista termico, le più elevate correnti di guasto prevedibili sulla rete MT;
- evitare danni a componenti elettrici ed a beni;



- garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni che si manifestano sugli impianti di terra per effetto delle correnti di guasto a terra.

I parametri da prendere in considerazione nel dimensionamento degli impianti di terra sono quindi:

- valore della corrente di guasto a terra sulla rete MT;
- valore della corrente di doppio guasto a terra sulla rete MT;
- durata del guasto a terra;
- caratteristiche del terreno.

La tensione di contatto  $U_t$  è la tensione a cui è soggetta la persona tra mano e piedi, in un contatto indiretto.

Convenzionalmente si assume una resistenza del corpo umano  $R_b=1000\Omega$ .

La norma CEI EN 61936-2 stabilisce il valore della tensione di contatto ammissibile  $U_{tp}$  in relazione al tempo di intervento delle protezioni  $t_f$ .

Un impianto di terra è ritenuto idoneo se la tensione di contatto non supera la  $U_{tp}$  e la tensione di passo non supera  $3U_{tp}$ .

Se la tensione totale di terra  $U_E=R_e \times I_f$  è  $U \leq EU_{tp}$  l'impianto di terra garantisce senz'altro la sicurezza essendo  $U_t \leq U_E$ . In altre parole, è sufficiente che la resistenza di terra soddisfi la condizione:

$$R_E \leq U_{tp}/I_f$$

Nei confronti di un guasto monofase a terra, oltre alla protezione omopolare 51N occorre anche una protezione direzionale di terra 67N se nell'impianto si verifica una delle condizioni seguenti:

- linee aeree MT di utente in conduttori nudi di qualunque lunghezza;
- trasformatori ubicati in più locali;
- i cavi MT di utente hanno una lunghezza complessiva  $\geq 500m$ .

Il dispersore deve avere le caratteristiche indicate nella CEI EN 61936-1 ; CEI 99-2; EN50522 e deve essere realizzato con materiali e dimensioni tali da resistere alle sollecitazioni sopra menzionate. Il dimensionamento dei conduttori di terra lato MT deve essere effettuato in base alla corrente di doppio guasto a terra lato MT verificando la condizione:

$$S_{ct} \geq \sqrt{I_2 t}/K$$

Dove  $I$  è la corrente doppio guasto a terra lato MT,  $t$  è il tempo di intervento delle protezioni,  $K=228$  per il rame nudo.

Il dimensionamento dei conduttori di protezione PE lato BT o si effettua rispettando la condizione della norma CEI 64-8 con sezione del conduttore pari alla metà della sezione di fase oppure verificando la condizione:

$$S_{pe} \geq \sqrt{I_2 t}/K$$

Dove  $I$  è la corrente di guasto fase/PE lato BT,  $t$  è il tempo di intervento delle protezioni,  $K=228$  per il rame nudo.

Tutte le masse e le masse estranee devono essere messe a terra mediante idonei conduttori di materiale e sezione tale da resistere alle sollecitazioni sopra menzionate.

Le misure di protezione adottate contro i contatti indiretti sono quelle previste dalla norma CEI 64-8 per i vari sistemi di stato del neutro.

#### Sistema TNS

Nei sistemi TN-S tutte le masse dell'impianto saranno collegate al punto di messa a terra del sistema di alimentazione in corrispondenza od in prossimità del trasformatore. Il punto di messa a terra del sistema di alimentazione nel nostro caso è il punto neutro.

Le caratteristiche dei dispositivi di protezione sono tali che, in caso di guasto l'interruzione automatica dell'alimentazione avvenga entro i tempi stabiliti dalle norme soddisfacendo la seguente condizione:

$$Z_s I_a \leq U_0$$

Dove:



- $Z_s$  è l'impedenza dell'anello di guasto;
- $I_a$  è la corrente che provoca l'interruzione automatica del dispositivo di protezione entro il tempo definito dalle norme (nel caso di interruttore differenziale  $I_a$  è la corrente differenziale nominale  $I_{dn}$ ) in funzione della tensione nominale  $U_0$ ;
- $U_0$  è la tensione nominale in c.a., valore efficace tra fase e terra.
- Per  $U_0=230V$  intervento entro  $t=0,4sec$ .
- Per  $U_0=400V$  intervento entro  $t=0,2sec$ .

Tempi di interruzione convenzionali non superiori a 5 secondi sono ammessi per i circuiti di distribuzione.

#### Prescrizioni comuni

Saranno collegate al circuito generale di terra tutte le masse metalliche degli utilizzatori e tutte le masse attualmente non identificabili ma comunque da collegare a terra in quanto soggette ad andare, a causa di un guasto, sottotensione (ad esempio passerelle metalliche a pavimento impiegate per la posa dei cavi).

Il fissaggio del conduttore di terra alle suddette masse metalliche, sarà realizzato a mezzo di collari fissa tubo, con morsetti, capicorda ad occhiello o viti autofilettanti da fissare sulla massa metallica in modo tale da impedirne l'allentamento.

Le giunzioni tra i vari elementi di protezione, se necessarie, saranno realizzate con idonei morsetti (ad esempio morsetti a mantello) o con saldatura forte in alluminotermica e saranno ridotte al minimo indispensabile.

Tutte le linee in origine dai quadri elettrici saranno dotate di un proprio conduttore di terra facente capo ad un equipotenziale previsto all'interno del quadro stesso.

Per ragioni di selettività si possono utilizzare dispositivi di protezione a corrente differenziale del tipo S (vedere norma CEI 23-42, 23-44 e 17-5V1) in serie con dispositivi differenziali istantanei solo nei circuiti di distribuzione principali.

I differenziali a ritardo regolabile sono utilizzabili sui circuiti di distribuzione principale ed in presenza di personale addestrato (non sono ammessi negli impianti per uso domestico e similare). In ogni caso il massimo ritardo ammesso nei sistemi TT è di 1s.

### **4.8 PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI**

I componenti elettrici non devono costituire pericolo di innesco o di propagazione di incendio per i materiali adiacenti e quindi devono essere conformi alle relative norme costruttive o, dove mancanti alla sezione 422 della norma CEI 64-8.

I pericoli che derivano dalla propagazione di un eventuale incendio devono essere limitati mediante la realizzazione di barriere tagliafiamma REI 120 sulle condutture che attraversano solai o pareti di delimitazione dei compartimenti antincendio.

Le parti accessibili dei componenti elettrici a portata di mano non devono raggiungere temperature tali che possano causare ustioni alle persone oppure essere protette in modo da evitare il contatto accidentale come indicato alla sezione 423 della norma CEI 64-8.

Gli involucri, quadri o cassette contenenti componenti elettrici devono garantire la dissipazione del calore prodotto al fine di limitare le temperature al livello ammesso per il buon funzionamento. In alternativa è ammesso l'utilizzo di aspiratori o ventilatori comandati da termostato.

I sistemi di riscaldamento ad aria forzata devono essere dotati di dispositivi di limitazione della temperatura come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

Gli apparecchi utilizzatori che producono acqua calda o vapore devono essere protetti contro i surriscaldamenti in tutte le condizioni di servizio come descritto alla sezione 424 della norma CEI 64-8.

### **4.9 SEZIONAMENTO DEI CIRCUITI**

Devono essere previsti dispositivi per mezzo dei quali l'impianto completo o parti di esso possano essere sezionati in relazione alle esigenze di esercizio.

Ogni parte dell'impianto, che può essere sezionata dalle altre parti del sistema, deve essere realizzata in modo da poterne eseguire la messa a terra e il cortocircuito.



#### 4.10 PROTEZIONE DALLA FULMINAZIONE

La normativa CEI EN 62305-2 specifica una procedura per la valutazione del rischio dovuto a fulminazione e, se necessario, individua le misure di protezione necessarie da realizzare per ridurre il rischio a valori non superiori a quello ritenuto tollerabile dalla norma.

##### Sorgente di rischio, S

La corrente di fulmine è la principale sorgente di danno. Le sorgenti sono distinte in base al punto d'impatto del fulmine.

- S1 Fulmine sulla struttura.
- S2 Fulmine in prossimità della struttura.
- S3 Fulmine su una linea.
- S4 Fulmine in prossimità di una linea.

##### Tipo di danno, D

Un fulmine può causare danni in funzione delle caratteristiche dell'oggetto da proteggere. Nelle pratiche applicazioni della determinazione del rischio è utile distinguere tra i tre tipi principali di danno che possono manifestarsi come conseguenza di una fulminazione. Essi sono le seguenti:

- D1 Danno ad esseri viventi per elettrocuzione.
- D2 Danno materiale.
- D3 Guasto di impianti elettrici ed elettronici.

##### Tipo di perdita, L

Ciascun tipo di danno, solo o in combinazione con altri, può produrre diverse perdite conseguenti nell'oggetto da proteggere. Il tipo di perdita che può verificarsi dipende dalle caratteristiche dell'oggetto stesso ed al suo contenuto.

- L<sub>1</sub> Perdita di vite umane (compreso danno permanente).
- L<sub>2</sub> Perdita di servizio pubblico.
- L<sub>3</sub> Perdita di patrimonio culturale insostituibile.
- L<sub>4</sub> Perdita economica (struttura, contenuto e perdita di attività).

##### Rischio, R

Il rischio R è la misura della probabile perdita media annua. Per ciascun tipo di perdita che può verificarsi in una struttura può essere valutato il relativo rischio.

- - R<sub>1</sub> Rischio di perdita di vite umane (inclusi danni permanenti).
- - R<sub>2</sub> Rischio di perdita di servizio pubblico.
- - R<sub>3</sub> Rischio di perdita di patrimonio culturale insostituibile.
- - R<sub>4</sub> Rischio di perdita economica (struttura, contenuto e perdita di attività).













##### Rischio tollerabile, R<sub>T</sub>

La definizione dei valori di rischio tollerabili R<sub>T</sub> riguardanti le perdite di valore sociale sono stabilite dalla norma CEI EN 62305-2 e di seguito riportati.

- Rischio tollerabile per perdita di vite umane o danni permanenti ( $R_T = 10^{-5}$  anni<sup>-1</sup>).
- Rischio tollerabile per perdita di servizio pubblico ( $R_T = 10^{-3}$  anni<sup>-1</sup>).
- Rischio tollerabile per perdita di patrimonio culturale insostituibile ( $R_T = 10^{-4}$  anni<sup>-1</sup>).



Per ogni tipologia di rischio ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  o  $R_4$ ), nella tabella seguente sono riportate le sue componenti:

Sorgente	S1			S2	S3			S4
								
Danno	D1	D2	D3	D3	D1	D2	D3	D3
								
Comp. di rischio	$R_A$	$R_B$	$R_C$	$R_M$	$R_U$	$R_V$	$R_W$	$R_Z$
$R_1$	SI	SI	SI <sup>(1)</sup>	SI <sup>(1)</sup>	SI	SI	SI <sup>(1)</sup>	SI <sup>(1)</sup>
$R_2$	NO	SI	SI	SI	NO	SI	SI	SI
$R_3$	NO	SI	NO	NO	NO	SI	NO	NO
$R_4$	SI <sup>(2)</sup>	SI	SI	SI	SI <sup>(2)</sup>	SI	SI	SI

(1) Nel caso di strutture con rischio di esplosione, di ospedali o di altre strutture, in cui i guasti di impianti interni provocano immediato pericolo per la vita umana

(2) Soltanto in strutture in cui si può verificare la perdita di animali

## METODO DI VALUTAZIONE

Ai fini della valutazione del rischio ( $R_1$ ,  $R_2$ ,  $R_3$  o  $R_4$ ) si deve provvedere a:

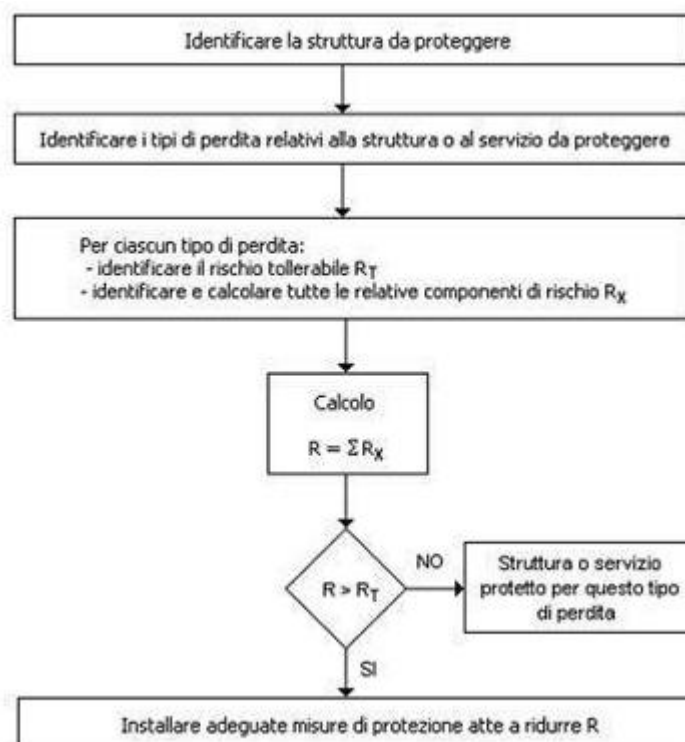
- determinare le componenti  $R_A$ ,  $R_B$ ,  $R_C$ ,  $R_M$ ,  $R_U$ ,  $R_V$ ,  $R_W$  e  $R_Z$  che lo compongono;
- determinare il corrispondente valore del rischio  $R_x$ ;
- confrontare il rischio  $R_x$  con quello tollerabile  $R_T$  (tranne per  $R_4$ )

Per ciascun rischio devono essere effettuati i seguenti passi (vedi anche figura successiva):

- identificazione delle componenti  $R_x$  che contribuiscono al rischio;
- calcolo della componente di rischio identificata  $R_x$ ;
- calcolo del rischio totale  $R$ ;
- identificazione del rischio tollerabile  $R_T$ ;
- confronto del rischio  $R$  con quello tollerabile  $R_T$ .







Se  $R_x \leq R_T$  la protezione contro il fulmine non è necessaria.

Se  $R_x > R_T$  devono essere adottate misure di protezione al fine di rendere  $R_x \leq R_T$  per tutti i rischi a cui è interessato l'oggetto.

Per il rischio  $R_4$ , oltre a determinare le componenti e il valore del rischio  $R_4$ , deve essere effettuata la valutazione della convenienza economica della protezione effettuando il confronto tra il costo totale della perdita con e senza le misure di protezione.

Al fine di ridurre il rischio complessivo  $R_1$  sono previsti degli SPD di classe III e IV su tutte le linee in ingressi agli inverter nonché a tutte le linee elettriche in ingresso alle Cabine di campo ed alla Cabina di consegna pertanto, visti gli esiti delle verifiche effettuate, non è necessario realizzare alcun ulteriore sistema di protezione contro i fulmini per la struttura in questione in quanto il rischio dovuto al fulmine è già al di sotto del limite tollerato.



## 5. MODALITA DI ESECUZIONE DEI LAVORI

### 5.1 SCAVI E RINTERRI IN GENERE

Gli scavi ed i rinterrati in genere per qualsiasi lavoro a mano o con mezzi meccanici dovranno essere eseguiti nelle forme e dimensioni risultanti dai relativi disegni progettuali e secondo le particolari prescrizioni che saranno date all'atto esecutivo dal Direttore dei Lavori.

Nell'esecuzione degli scavi e rinterrati in genere l'Appaltatore dovrà ricorrere all'impiego di adeguati mezzi meccanici e di mano d'opera sufficiente in modo da ultimare le sezioni di ciascun tratto iniziato.

Nell'esecuzione degli scavi in genere l'Appaltatore dovrà procedere in modo da impedire scoscendimenti e franamenti, restando esso, oltretutto totalmente responsabile di eventuali danni alle persone ed alle opere, altresì obbligato a provvedere a suo carico e spese alla rimozione delle materie franate. L'Appaltatore dovrà, inoltre, provvedere a sue spese affinché le acque scorrenti alla superficie del terreno siano deviate in modo che non abbiano a riversarsi nei cavi.

Le terre, macinati e rocce da scavo, per la formazione di aree prative, sottofondi, rinterrati, riempimenti, rimodellazioni e rilevati, conferiti in cantiere, devono rispettare le norme vigenti, i limiti previsti dalla Tabella 1

- Valori di concentrazione limite accettabili nel suolo e nel sottosuolo riferiti alla specifica destinazione d'uso dei siti da bonificare, colonna A (Siti ad uso Verde pubblico, privato e residenziale) e colonna B (Siti ad uso Commerciale ed Industriale) dell'Allegato 5 al Titolo V della Parte Quarta del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i. e il d.P.R. n.120/2017 "Regolamento recante la disciplina semplificata della gestione delle terre e rocce da scavo".

Le materie provenienti dagli scavi, ove non siano utilizzabili o non ritenute adatte a giudizio insindacabile del Direttore dei Lavori, ad altro impiego nei lavori, dovranno essere portate a rifiuto fuori della sede del cantiere, alle pubbliche discariche ovvero su aree che l'Appaltatore dovrà provvedere a rendere disponibili a sua cura e spese.

È vietato costituire depositi di materiali presso il ciglio degli scavi.

Il Direttore dei Lavori potrà fare asportare, a spese dell'Appaltatore, le materie depositate in contravvenzione alle precedenti disposizioni. Le materie provenienti dagli scavi da utilizzare per rinterrati dovranno essere depositate in luogo adatto accettato dal Direttore dei Lavori e provviste delle necessarie puntellature, per essere poi riprese a tempo opportuno. In ogni caso le materie depositate non dovranno essere di intralcio o danno ai lavori, alle proprietà pubbliche o private ed al libero deflusso delle acque scorrenti in superficie.

### 5.2 IMPIANTI DI TERRA

La realizzazione della messa a terra consiste nel collegamento all'impianto di terra esistente delle masse dell'impianto fotovoltaico. L'impianto di messa a terra deve essere completo di capicorda, targhette di identificazione, eventuali canaline aggiuntive, e quant'altro per la realizzazione dell'impianto a regola d'arte. Inoltre l'efficienza dell'impianto di terra deve essere garantita nel tempo, e le correnti di guasto devono essere sopportate senza danno. Normativa a) Legge 5 marzo 1990, n° 46: "Norme per la sicurezza degli impianti". b) Norma CEI 64-8 : "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1.000 V in corrente alternata e a 1.500 V in corrente continua". c) Norma CEI 64-12: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario". d) Norma CEI 64-14: "Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori". e) Norma CEI 81-10: "Protezione di strutture contro i fulmini".

### 5.3 GIUNZIONI MT

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile, si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni.

Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi con anime in alluminio. Le giunzioni dovranno essere Effettuate in accordo con la norma CEI 20-62 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

### 5.4 MODALITÀ DI POSA DEI CAVI MT

Le linee elettriche di progetto saranno posate in cavidotti interrati. Il tracciato dei cavidotti è riportato negli allegati elaborati grafici.

I cavi elettrici interrati, rispetto al piano finito di progetto sia di strade che di eventuali piazzali o rispetto alla quota del piano di campagna, saranno posati negli scavi alla profondità max di circa 1,1m. I cavi saranno



posati direttamente all'interno di uno strato di materiale sabbioso di circa 30 cm, su cui saranno posati i tegoli o le lastre copricavo.

Un nastro segnalatore sarà immerso nel rimanente volume dello scavo riempito con materiale arido.

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

- scavo a sezione obbligata della larghezza e della profondità come indicata nel documento di progetto;
- posa dei conduttori e/o fibre ottiche. Particolare attenzione dovrà essere fatta per l'interramento della corda di rame che costituisce il dispersore di terra dell'impianto; infatti questa dovrà essere interrata in uno strato di terreno vegetale di spessore non inferiore a 20 cm nelle posizioni indicate dal documento di progetto;
- reinterro parziale con sabbia vagliata;
- posa elementi protettivo;
- reinterro con terreno di scavo;
- inserimento nastro per segnalazione tracciato.

