



## NEX 051 - San Pancrazio

Comuni: San Pancrazio Salentino e San Donaci  
Provincia: Brindisi  
Regione: Puglia

### Nome Progetto:

NEX 051 - San Pancrazio

Progetto di un impianto agrivoltaico sito nei comuni di San Donaci e San Pancrazio Salentino in località "Mass. San Marco" di potenza nominale pari a 68.05 MWp in DC

### Proponente:

#### SAN PANCRAZIO SOLAR S.r.l.

Via Dante, 7  
20123 Milano (MI)  
P.Iva: 13080450961  
PEC: sanpancraziosolarsrl@pec.it

### Consulenza ambientale e progettazione:

#### ARCADIS Italia S.r.l.

Via Monte Rosa, 93  
20149 | Milano (MI)  
P.Iva: 01521770212  
E-mail: info@arcadis.it

# PROGETTO DEFINITIVO

### Nome documento:

Disciplinare tecnico, descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici

Commessa	Codice elaborato	Nome file
30190245	PRO_REL_08	PRO_REL_08 - Disciplinare descrittivo prestazionale degli elementi tecnici

Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato
00	Dic. 23	Prima Emissione	CR	MA	SDA

# Indice

<b>1 INTRODUZIONE</b>	<b>6</b>
1.1 DATI TECNICI	6
1.2 CARATTERISTICHE GENERALI	7
<b>2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI</b>	<b>11</b>
2.1 MODULI FOTOVOLTAICI	11
2.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO, ANCORAGGIO E DI APPOGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI E SISTEMI DI FONDAZIONE	13
2.3 STRING BOX O STRING COMBINER	14
2.4 GRUPPI DI CONVERSIONE CC/CA	15
2.5 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	18
2.6 IL DC-DC CONVERTER	20
2.7 QUADRO AUSILIARI	22
2.8 CAVI DI CAMPO BT	22
2.9 CAVI DI CONNESSIONE AT	24
2.10 CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE IN C.A.V.	25
2.11 GRUPPO DI MISURA	26
<b>3 MISURE DI PROTEZIONE</b>	<b>27</b>
3.1 DIMENSIONAMENTO IN RELAZIONE ALLE TENSIONI E LIVELLI DI ISOLAMENTO	27
3.2 DIMENSIONAMENTO IN RELAZIONE ALLE CORRENTI	27
3.3 MISURE DI PROTEZIONE CONTRO LE SOVRACORRENTI	28
3.4 PROTEZIONE CONTRO LE CORRENTI DI SOVRACCARICO	28
3.5 PROTEZIONI CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO	29
3.6 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	29
3.7 PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	31
3.8 PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI TERMICI	33
3.9 SEZIONAMENTO DEI CIRCUITI	33
3.10 PROTEZIONE DALLA FULMINAZIONE	34
3.11 INTERBLOCCHI DI SICUREZZA	36
3.12 PRESCRIZIONI MECCANICHE	37
3.13 CONDIZIONICLIMATICHE ED AMBIENTALI	37
<b>4 MODALITA DI ESECUZIONE DEI LAVORI</b>	<b>38</b>

4.1 SCAVI E RINTERRI IN GENERE	38
4.2 IMPIANTI DI TERRA	38
4.3 GIUNZIONI AT	39
4.4 MODALITÀ DI POSA DEI CAVI BT E AT	39

## Elenco Figure

Figura 1 – Inquadramento su ortofoto dell'impianto di progetto (cfr elaborato PRO_TAV_01- INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO)	6
Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO_TAV_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto)	7
Figura 3 - Suddivisione dei campi e dei sottocampi fotovoltaici	10
Figura 4 - Particolare strutture di sostegno moduli FTV	13
Figura 5 - Esempio di string combiner SMA	15
Figura 6 - Inverter Sunny central UP	16
Figura 7 – HV switchgear	17
Figura 8 - Schema elettrico per il collegamento del DC-DC converter	21
Figura 9 - DC-DC converter SMA	22
Figura 10 - Sezioni tipo per la posa dei cavidotti (cfr elaborato PRO_TAV_26)	40

## 1 INTRODUZIONE

Il progetto proposto riguarda la realizzazione di un impianto agrivoltaico di potenza nominale pari a **68.05 MWp** da installarsi in territorio ricadente in Regione Puglia, nei comuni di San Donaci e San Pancrazio Salentino e del relativo elettrodotto di connessione fino alla SSE di nuova realizzazione Cellino-San Marco.

La viabilità presente garantisce l'accessibilità ad ogni tipo di mezzo necessario sia alle fasi di cantierizzazione che di esercizio e di dismissione, ed in particolare dalla SP n.75.

Il nome del progetto è **NEX 051 - San Pancrazio**.

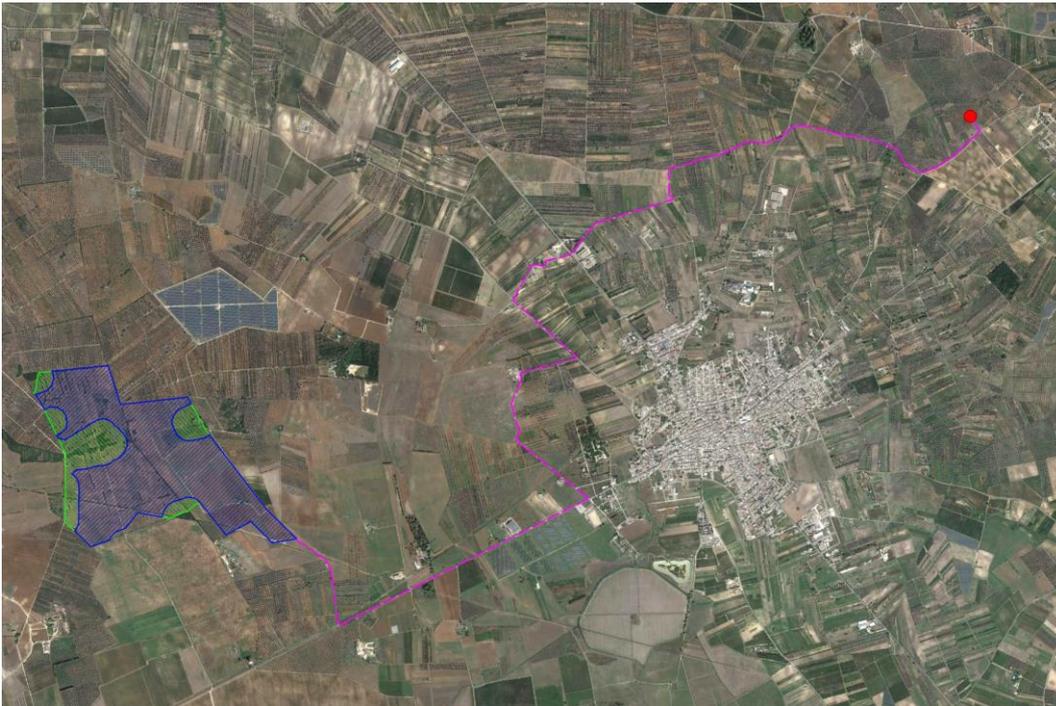


Figura 1 – Inquadramento su ortofoto dell'impianto di progetto (cfr elaborato PRO\_TAV\_01-INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO)

Il Soggetto Responsabile, così come definito, ex art. 2, comma 1, lettera g, del DM 28 luglio 2005 e s.m.i., è la società **San Pancrazio Solar S.r.l.**, con sede legale in Milano, Via Dante 7, iscritta al Registro delle Imprese di Milano – Monza – Brianza – Lodi n. REA MI-2702356 Codice Fiscale e Partita IVA n. 13080450961.

### 1.1 DATI TECNICI

<b>Luogo di installazione:</b>	<b>Località Mass.San Marco - Comune di San Donaci e San Pancrazio Salentino (BR)</b>
<b>Potenza di picco:</b>	68.05 MWp
<b>N° moduli fotovoltaici</b>	98616
<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

Rete di Raccolta:	Alta tensione 36 kV
Rete di collegamento:	Alta tensione 36 kV
Gestore della rete:	Terna
Coordinate geografiche:	Latitudine: 40.445727°, Longitudine: 17.574866°

## 1.2 CARATTERISTICHE GENERALI

L'impianto agro-fotovoltaico è suddiviso 3 Campi e 16 sottocampi (afferenti ognuno ad un inverter), all'interno delle quali sono disposti i tracker e le cabine Power skids

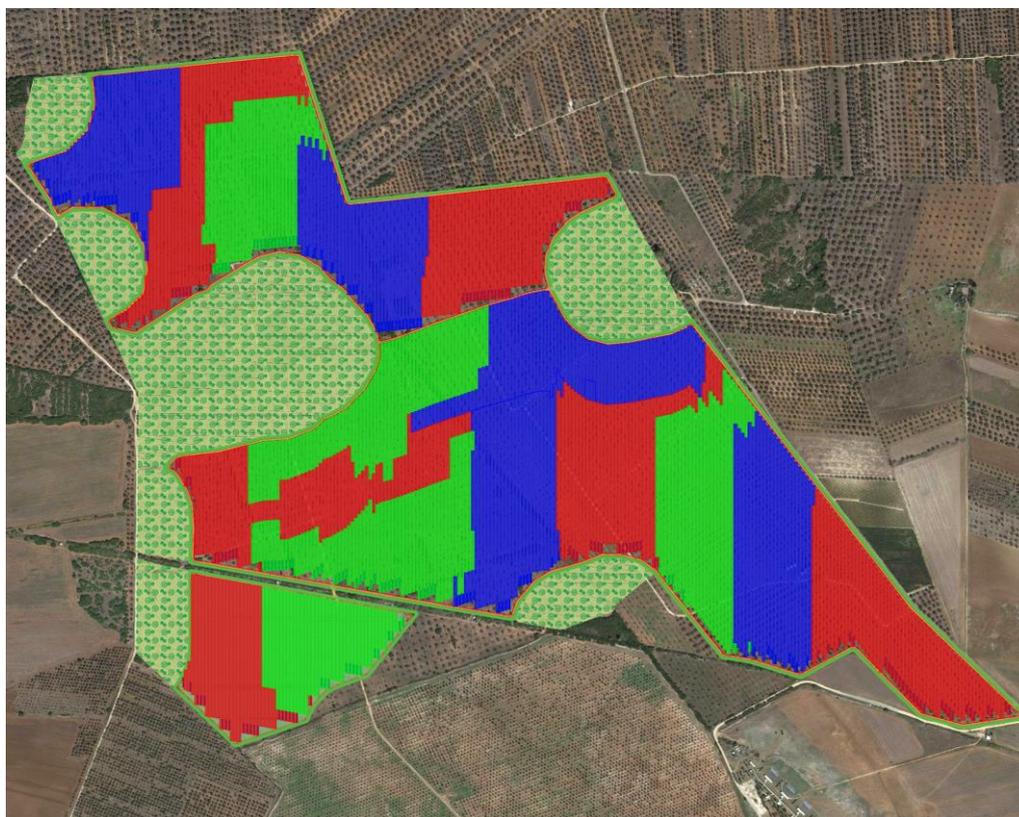


Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO\_TAV\_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto)

### 2 x SMA SC 4000 UP (AREA SUD)

Picco di potenza:	6,14 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	8904
Numero di inverter FV:	2
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	133 %
Fattore di dimensionamento:	76,8 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1486,7 h



#### Dati dimensionamento FV

##### Ingresso A: AREA SUD

4452 x Trina Solar Energy tsm-neg21c.20, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	159
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	3,07 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1039 V
Tensione fotovoltaica min.:	971 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1487 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 2739,6 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 2901,8 A

### 8 x SMA SC 4000 UP (AREA CENTRALE)

Picco di potenza:	37,25 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	53984
Numero di inverter FV:	8
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	88 %
Fattore di dimensionamento:	116,4 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	2239,0 h



#### Dati dimensionamento FV

##### Ingresso A: AREA CENTRALE

6748 x Trina Solar Energy tsm-neg21c.20, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	241
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	4,66 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1039 V
Tensione fotovoltaica min.:	971 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1487 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 4152,4 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 4398,3 A

### 1 x SMA SC 4000 UP (AREA CENTRALE)

Picco di potenza:	4,58 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	6636
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	89 %
Fattore di dimensionamento:	114,5 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	2205,4 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: AREA CENTRALE

6636 x Trina Solar Energy tsm-neg21c.20, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	237
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	4,58 MWp
Tensione CC min. INVERTSOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1039 V
Tensione fotovoltaica min.:	971 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1487 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 4083,5 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 4325,3 A

### 4 x SMA SC 4000 UP (Parte dell'impianto 1)

Picco di potenza:	16,00 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	23184
Numero di inverter FV:	4
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	102 %
Fattore di dimensionamento:	100 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1933,6 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: AREA NORD

5796 x Trina Solar Energy tsm-neg21c.20, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	207
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	4,00 MWp
Tensione CC min. INVERTSOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1039 V
Tensione fotovoltaica min.:	971 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1487 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 3566,6 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3777,8 A

### 1 x SMA SC 4000 UP (Parte dell'impianto 2)

Picco di potenza:	4,08 MWp
Numero complessivo moduli fotovoltaici:	5908
Numero di inverter FV:	1
Potenza CC max (cos $\varphi = 1$ ):	4,08 MW
Potenza attiva CA max (cos $\varphi = 1$ ):	4,00 MW
Tensione di rete:	30,0 kV
Rapporto potenza nominale:	100 %
Fattore di dimensionamento:	101,9 %
Fattore di sfasamento (cos $\varphi$ ):	1
Ore a pieno carico:	1970,6 h



### Dati dimensionamento FV

#### Ingresso A: AREA NORD

5908 x Trina Solar Energy tsm-neg21c.20, Azimut: 0 °, Inclinazione: ad inseguimento, Tipo di montaggio: Installazione libera

Ingresso A:	
Numero delle stringhe:	211
Moduli fotovoltaici:	28
Picco di potenza (ingresso):	4,08 MWp
Tensione CC min. INVERTOR (Tensione di rete 30,0 kV):	880 V
Tensione fotovoltaica tipica:	✓ 1039 V
Tensione fotovoltaica min.:	971 V
Tensione CC max (Modulo FV):	1500 V
Tensione fotovoltaica max.:	✓ 1487 V
Corrente d'ingresso max per l'inseguimento MPP:	4750 A
Corrente max generatore:	✓ 3635,5 A
Corrente di cortocircuito max per l'inseguimento MPP:	8400 A
Corrente di cortocircuito max FV	✓ 3850,8 A

Figura 3 - Suddivisione dei campi e dei sottocampi fotovoltaici

Durante il giorno il campo fotovoltaico converte la radiazione solare in energia elettrica in corrente continua. L'energia prodotta viene inviata ai gruppi di conversione (inverter) che provvedono a trasformare la corrente continua in corrente alternata a 800 V.

L'energia proveniente dal generatore fotovoltaico e dagli Inverter viene inizialmente convogliata nella cabina utente e attraverso i relativi quadri BT, equipaggiati con gli organi di sezionamento, protezione e controllo, e poi trasferita al trasformatore BT/AT (800V / 36 kV). L'energia convertita in AT a 36KV, tramite cavidotto interrato, sarà ceduta in rete mediante collegamento alla SE di nuova realizzazione Cellino-San Marco.

Si stima che l'energia mediamente prodotta dall'impianto, in condizioni standard, sia pari a **127.563,1 MWh/anno**. In sintesi l'intero impianto sarà composto da:

- 98616 moduli FTV in silicio monocristallino bifacciali da 690 Wp;
- 16 inverter centralizzati e relativa cabina;
- 16 batteria di accumulo da 500kW
- 1 cabina di raccolta;
- cavidotti BT per collegamenti delle stringhe agli inverter nelle cabine di campo;
- cavidotti AT a 36Kv interni ai campi per collegamento tra cabine di campo;
- cavidotto AT a36Kv esterno ai campi per collegamento cabine di campo a cabina raccolta;
- n.1 cavidotto AT di connessione a 36kV di connessione interrata alla SE Cellino-San Marco

## 2 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

### 2.1 MODULI FOTOVOLTAICI

Per la realizzazione del campo fotovoltaico si utilizzeranno moduli bifacciali in silicio monocristallino TRINA SOLAR TSM-NEG21C.20 , avente con le seguenti caratteristiche:

# 690W

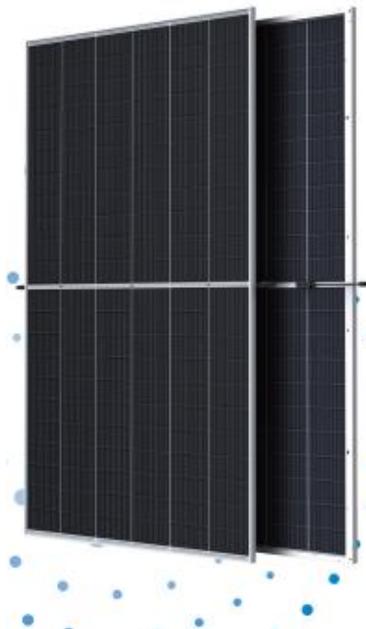
MAXIMUM POWER OUTPUT

# 0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

# 22.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



#### High customer value

- Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
- Guaranteed first year and annual degradation
- High module power: high string power and low voltage design



#### High power up to 690W

- Up to 22.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



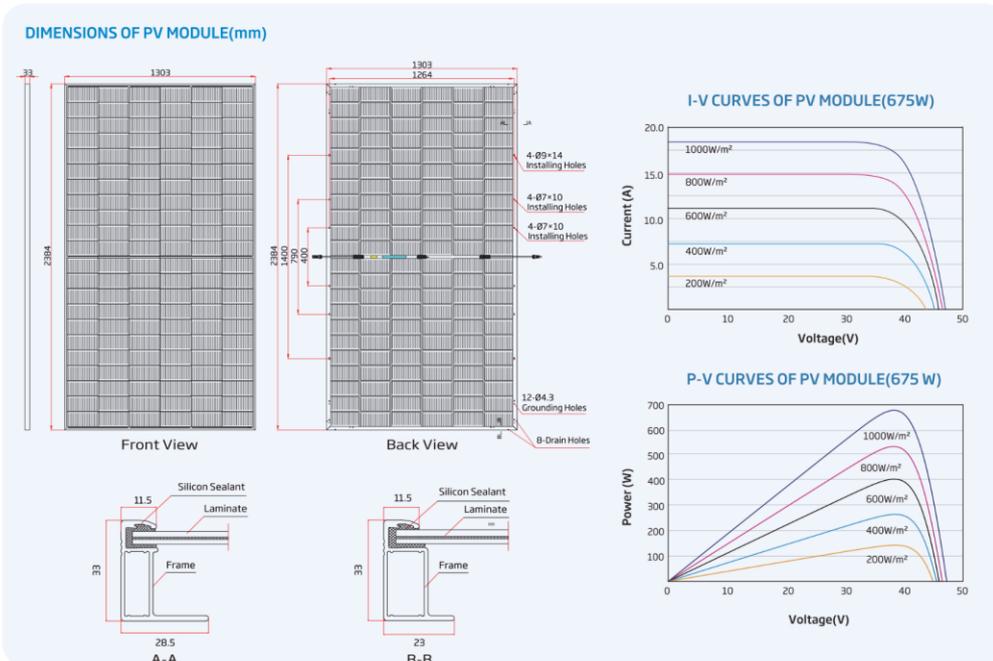
#### High reliability

- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



#### High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo



**ELECTRICAL DATA (STC)**

	670	675	680	685	690
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	670	675	680	685	690
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%

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

	724	729	734	740	745
Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	724	729	734	740	745
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Product Efficiency 80±5%

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

	510	514	517	521	526
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	510	514	517	521	526
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33 mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	EVA/POE
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVO2 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

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

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box: 33 pieces
Modules per 40' container: 594 pieces

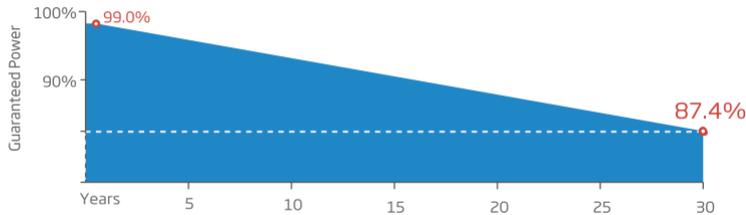
Inoltre, i moduli fotovoltaici essendo caratterizzati da parametri elettrici determinati alle Standard Test Condition (STC) e risultando gli stessi soggetti alla disposizione come da planimetria, si ritiene influente la selezione dei moduli (costituenti una determinata stringa) per numero di serie, al 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:

- Nel primo anno del 1%;
- Dal 2° al 25° non più dello 0,55% annuo.

Si riporta di seguito il grafico delle performance garantite dal produttore dei moduli fotovoltaici.

### Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



## 2.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO, ANCORAGGIO E DI APPOGGIO DEI MODULI FOTOVOLTAICI E SISTEMI DI FONDAZIONE

Le strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici (tracker) sono composte da telai metallici, pali di sostegno e trave di collegamento superiore, trattati superficialmente con zincatura a caldo, per una maggiore durata nel tempo. Gli elementi di sostegno garantiscono l'ancoraggio al terreno senza l'ausilio di opere di fondazione in calcestruzzo.

Le strutture sono dimensionate per resistere ai carichi trasmessi dai pannelli e alle sollecitazioni esterne alle quali vengono sottoposte in condizione ordinaria e straordinaria (vento, neve...).

La soluzione costruttiva della struttura del tracker consente l'installazione su un suolo con pendenza al 8-15%. Il dimensionamento torsionale della struttura è realizzato al fine di evitare fenomeni di instabilità.

La parte in elevazione delle strutture è composta da pochi elementi da montare rapidamente in loco mediante fissaggi meccanici. I componenti sono:

- Teste palo;
- motore;
- tubo esagonale;
- staffe per attuatori;
- attuatori;
- staffe di supporto moduli fotovoltaici;

Il fissaggio dei pannelli fotovoltaici viene eseguito con bulloneria in acciaio inossidabile evitando quindi fenomeni di corrosione. Le fondazioni sono a secco, pertanto viene utilizzata l'infissione a battere. I pali sono realizzati in profilati di acciaio HEA, la profondità di infissione è determinata in funzione delle sollecitazioni e delle caratteristiche meccaniche del terreno.

La durabilità dei materiali metallici è garantita dal trattamento superficiale di zincatura a caldo come da normativa EN ISO 1461 & EN 10346.

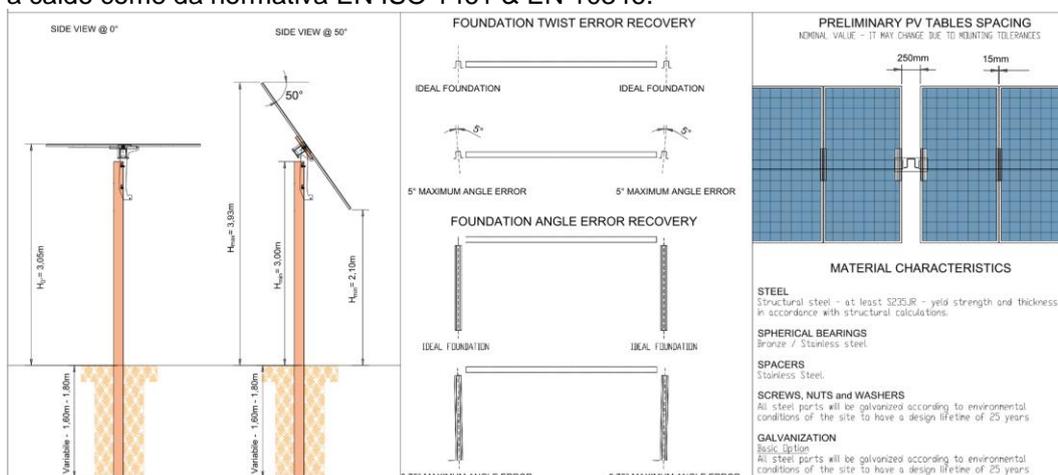
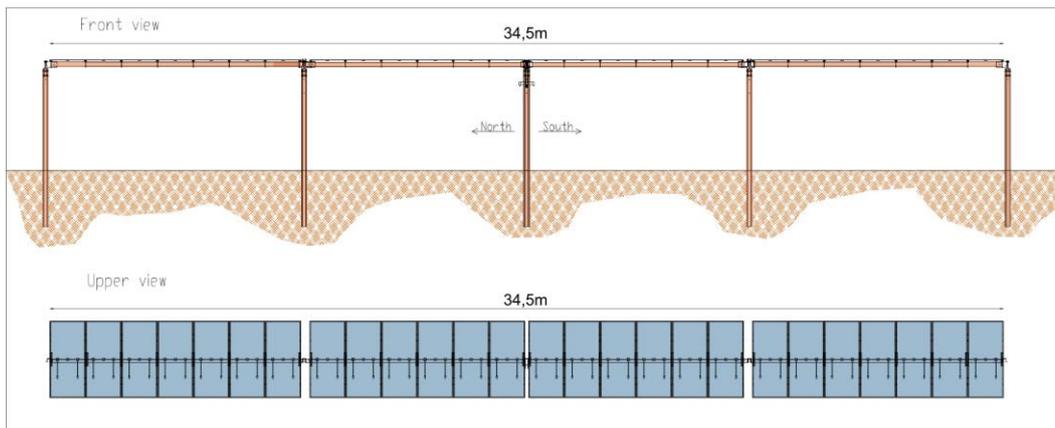


Figura 4 - Particolare strutture di sostegno moduli FTV



## 2.3 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-AT 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

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, In = 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			

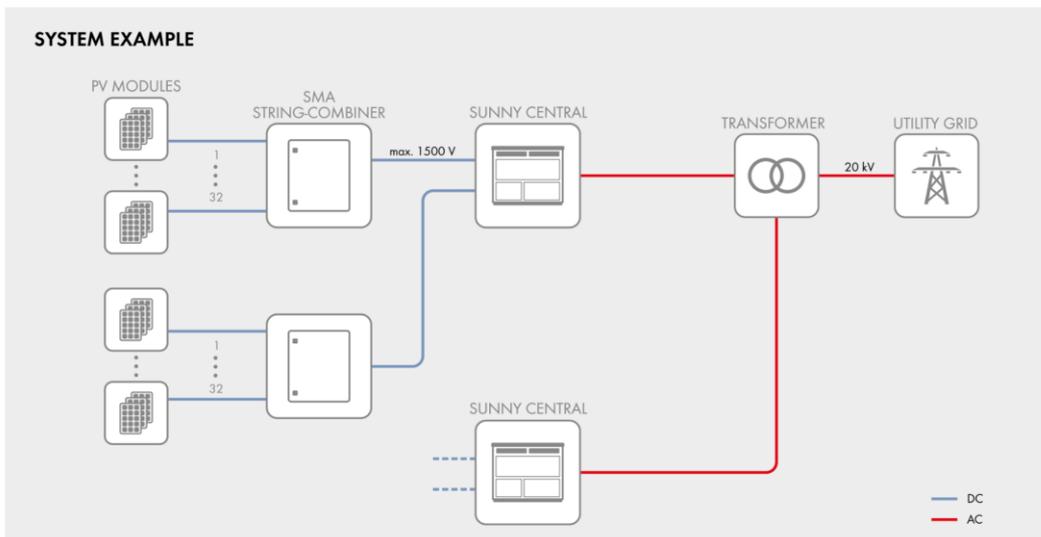


Figura 5 - Esempio di string combiner SMA

## 2.4 GRUPPI DI CONVERSIONE CC/CA

I gruppi di conversione CC/CA sono composti sostanzialmente dagli inverter e dalle relative componentistiche di protezione interne (sezionatori/filtri/relè/connettori/ecc). Gli inverter sono distribuiti all'interno del campo fotovoltaico in maniera da avere cablaggi i più corti possibile. Dal componente principale inverter avviene il trasferimento della potenza convertita in CA alla cabina BT/AT, in conformità ai requisiti normativi, tecnici e di sicurezza applicabili.

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:

$$V_m \min \geq V_{inv} MPPT \min$$

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

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

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;

$V_{inv\ MPPT\ max}$  = 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 inverter 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 riporta un'immagine esemplificativa del componente inverter



Figura 6 - Inverter Sunny central UP

Il progetto, come evidenziato nei paragrafi precedenti, prevede l'utilizzo di 16 inverter centralizzati e di altrettante Power Station che rappresentano il punto di raccolta in cui l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici viene portata da BT fino ad una tensione di 36kV(AT). Le power station scelte per il progetto in esame sono del tipo SMA o similari, costituite da un inverter centralizzato connesso ad un trasformatore BT/AT isolato ad olio con opportuna vasca di raccolta.

Il sistema così composto è poi collegato ad un HV switchgear o quadro AT di seguito illustrato:

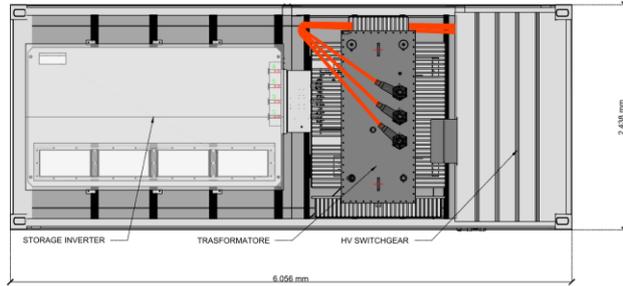


Figura 7 – HV switchgear

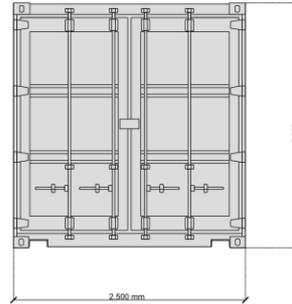
Tutti gli organi comprendenti la power station sono dotati di sistemi di telecontrollo e gestione.

Si riportano a seguire i dettagli costruttivi delle power station utilizzate nel progetto in esame:

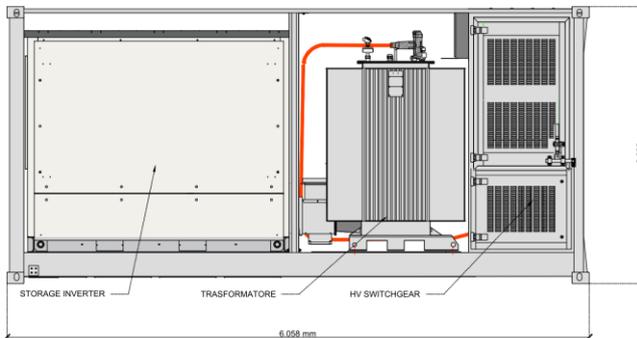
PIANTA SPS (VISTA CON COMPONENTI) - SCALA 1:20



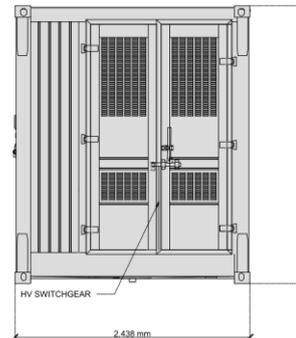
PROSPETTO FRONTALE SC - SCALA 1:20



PROSPETTO LATERALE SPS (VISTA CON COMPONENTI) - SCALA 1:20



PROSPETTO FRONTALE SPS - SCALA 1:20



## 2.5 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 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 e capacità di 2 MWh per Container).

### ● Liquid Cooling Solution



**EnerC**  
Containerized Liquid Cooling Battery System



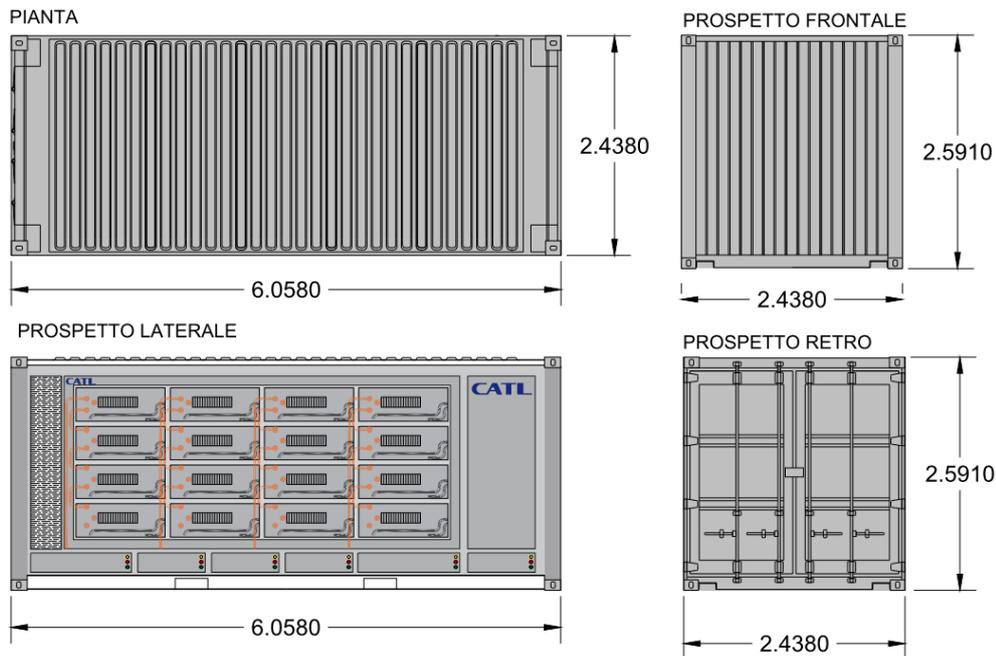
- LFP batteries with high thermal stability
- Protection level of IP55 to meet the requirements of outdoor applications
- Resistance up to C5 corrosion level, with 20-year reliability
- Prevention-oriented fire protection strategy, with a separate fire protection system



- Available for integration with CATL's advanced technologies (e.g. optional cell with super-long cycling up to 12,000 cycles)
- Integrated high-efficiency liquid-cooling system, with the temperature difference in the container limited to 5°C



- Modular design for the 1,500V system
- Separate arrangement of electrical room and battery room for convenient maintenance
- Non-walk-in/modular design with high integration, saving the floor space by 35%
- Prefabricated installation, reducing on-site installation costs and commissioning time



## 2.6 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.

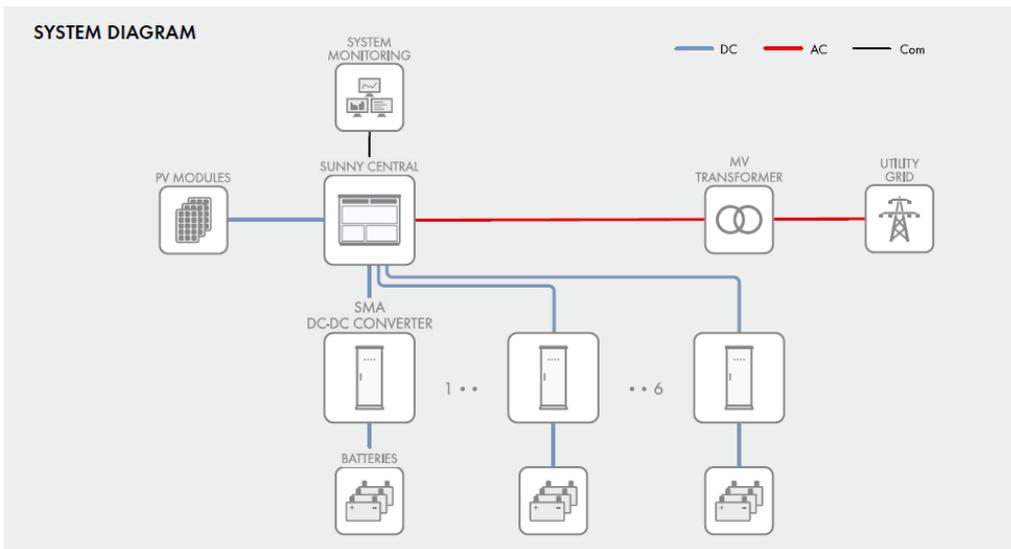


Figura 8 - Schema elettrico per il collegamento del DC-DC converter

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, IEC-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

L'impianto di accumulo sarà costituito da 18 Container Batteria ognuno di capacità pari a 2 MWh e 16 DC -DC Converter di potenza pari a 500 kW disposti ed assemblati nei vari sottocampi per dare una potenza complessiva pari a 8 MW.



Figura 9 - DC-DC converter SMA

## 2.7 QUADRO AUSILIARI

La cabina sarà equipaggiata di quadri di servizi ausiliari necessari al corretto funzionamento degli impianti. Il quadro servizi ausiliari avrà una sezione in ingresso, nella quale confluisce la linea proveniente dal quadro BT e protetta da appositi interruttori automatici, una sezione ordinaria, nella quale sono presenti tutte le utenze ordinarie e non essenziali per il funzionamento delle Power Station, una sezione privilegiata per le utenze alimentate da UPS. Per l'alimentazione del quadro servizi ausiliari, nella cabina ausiliari sarà presente un trasformatore BT/BT 20/0,4KV avente le seguenti caratteristiche:

Potenza nominale (kVA)	150
Vcc (%)	6
Tensione primaria (V)	20.000
Tensione secondaria (V)	400

## 2.8 CAVI DI CAMPO BT

Per i vari cablaggi di collegamenti BT dagli inverter al QBT in cabina di campo, saranno utilizzati cavi in rame isolati in gomma del tipo del seguente tipo:

# FG16R16-0,6/1 kV FG16OR16-0,6/1 kV

Costruzione, requisiti elettrici, fisici e meccanici:	CEI 20-13
	IEC 60502-1
	CEI UNEL 35318 (energia)
	CEI UNEL 35322 (comando)
Direttiva Bassa Tensione:	2014/35/UE
Direttiva RoHS:	2011/65/UE



le cui caratteristiche elettriche e costruttive sono:

## Descrizione

- Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5
- Isolamento: gomma, qualità G16
- Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)
- Guaina: PVC, qualità R16
- Colore: grigio

## Caratteristiche funzionali

- Tensione nominale Uo/U: 600/1000 V c.a.  
1500 V c.c.
- Tensione massima Um: 1200 V c.a.  
1800 V c.c. anche verso terra
- Tensione di prova industriale: 4000 V
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

## Caratteristiche particolari

Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.

## Colori delle anime

UNIPOLARE	●	
BIPOLARE	● ●	
TRIPOLARE	● ● ● oppure ● ● ●	
QUADRIPOLORE	● ● ● ● oppure ● ● ● ●	
PENTAPOLARE	● ● ● ● ● oppure ● ● ● ● ●	

Le anime nei cavi multipli per segnalamento e comando sono nere numerate con o senza conduttore G/V.

## Marcatura

[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 IEMMEQU EFP [anno] [ordine] [metrica]  
[Ditta] FG16(O)R16 0,6/1 kV [form.] Cca-s3,d1,a3 [anno] [ordine] [metrica]

## Condizioni di posa

- Temperatura minima di posa: 0°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame

## Impiego e tipo di posa

Riferimento Guida CEI 20-67 per quanto applicabile:

Il cavo è adatto per l'alimentazione di energia nell'industria, nei cantieri, nell'edilizia residenziale. Per posa fissa all'interno e all'esterno, anche in ambienti bagnati (AD7); per posa interrata diretta e indiretta. Per all'installazione all'aria aperta, su murature e strutture metalliche, su passerelle, tubazioni, canalette e sistemi simili. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.

Riferimento Regolamento Prodotti da Costruzione 305/2011 EU e Norma EN 50575:

Date le proprietà di limitare lo sviluppo del fuoco e l'emissione di calore, il cavo è adatto per l'alimentazione di energia elettrica nelle costruzioni ed altre opere di ingegneria civile.

## 2.9 CAVI DI CONNESSIONE AT

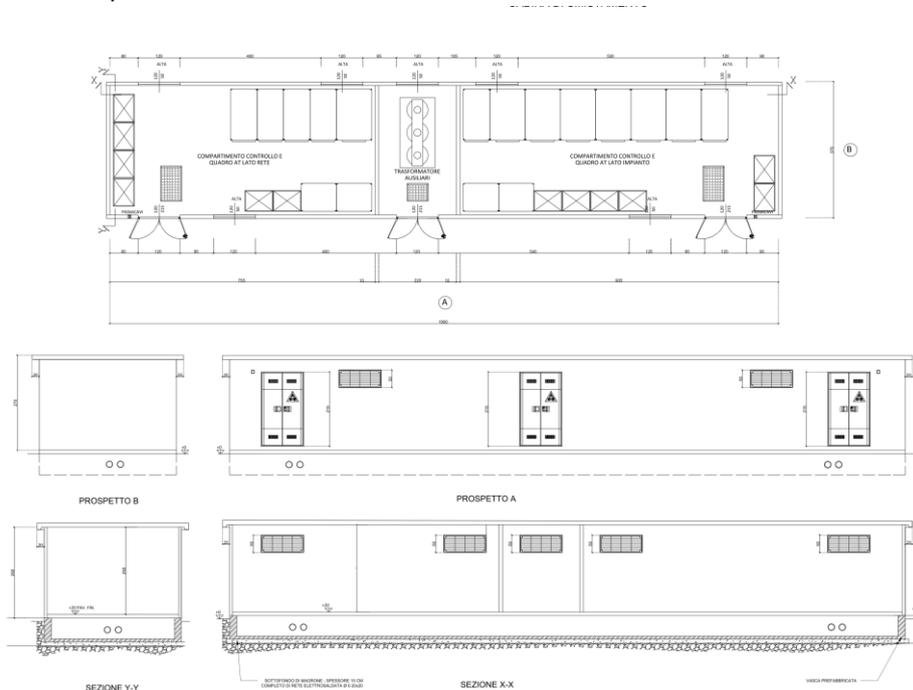
Il cavidotto AT di connessione delle power station alla cabina di raccolta sarà del tipo

		<b>ARE4H5E</b> <b>20,8/36kV</b> <b>1x... SR/0,2</b>						
<b>HIGH VOLTAGE POWER CABLES</b> <b>SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS</b>								
<b>APPLICATIONS</b> In HV energy distribution networks for voltage systems up to <b>42kV</b> . Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.								
<b>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</b> Rated voltage $U_0/U$ : <b>20,8/36 kV</b> Maximum voltage $U_m$ : <b>42 kV</b> Test voltage: <b>2,5 <math>U_0</math></b> Max operating temperature of conductor: <b>90 °C</b> Max short-circuit temperature: <b>250 °C (max duration 5 s)</b> Max short-circuit temperature (screen): <b>150 °C</b>								
<b>CONSTRUCTION</b> <b>1. Conductor</b> <i>stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> <b>2. Conductor screen</b> <i>extruded semiconducting compound</i> <b>3. Insulation</b> <i>extruded XLPE compound</i> <b>4. Insulation screen</b> <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> <b>5. Longitudinal watertightness</b> <i>semiconducting water blocking tape</i> <b>6. Metallic screen and radial water barrier</b> <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> <b>7. Outer sheath</b> <i>extruded PE compound - colour: red</i>								
<b>INSTALLATION DATA</b> <b>Max pulling force during laying</b> 50 N/mm <sup>2</sup> (applied on the conductors) <b>Min bending radius during laying</b> 14 D <sub>cable</sub> (dynamic condition) <b>Min temperature during laying</b> - 25 °C (cable temperature)			<b>STANDARDS</b> IEC 60840 where applicable ( <i>testing</i> ) Nexans Design HD 620 where applicable ( <i>materials</i> )					
<b>MARKING by ink-jet of the following legend:</b> <b>"NEXANS B &lt;Year&gt; ARE4H5E 20,8/36kV 1x&lt;S&gt; &lt;meter marking&gt;"</b> <Year> = year of manufacturing <S> = section of the conductor								
<table border="0"> <tr> <td style="text-align: center;">                   Longitudinal waterproof             </td> <td style="text-align: center;">                   Radial waterproof             </td> <td style="text-align: center;">                   Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b> </td> <td style="text-align: center;">                   Max short-circuit temperature : <b>250 °C</b> </td> <td style="text-align: center;">                   Max short-circuit temperature screen: <b>150 °C</b> </td> <td style="text-align: center;">                   Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b> </td> </tr> </table>			 Longitudinal waterproof	 Radial waterproof	 Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b>	 Max short-circuit temperature : <b>250 °C</b>	 Max short-circuit temperature screen: <b>150 °C</b>	 Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b>
 Longitudinal waterproof	 Radial waterproof	 Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b>	 Max short-circuit temperature : <b>250 °C</b>	 Max short-circuit temperature screen: <b>150 °C</b>	 Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b>			

## 2.10 CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE IN C.A.V.

L'impianto prevede la posa delle seguenti cabine:

- N.1 CABINA DI CONSEGNA dove saranno alloggiati i quadri di connessione dell'impianto alla rete;



Gli elementi delle cabine, prefabbricati in stabilimento, saranno trasportati in cantiere ed eventualmente montati contemporaneamente alla fase di scarico.

Prima della posa della cabina sarà predisposto il piano di posa con un fondo di pulizia e livellamento in magrone di cls oppure con una massiciata di misto di cava.

Le cabine saranno dotate di porte in VTR, aperture grigliate sempre VTR nonché una maglia di terra in corda di rame nudo. Rete di terra

L'impianto di terra sarà rispondente alle prescrizioni del Cap. 10 della Norma CEI EN 61936-1, alla Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 11- 37. Nel seguito sono illustrati alcuni aspetti generici di riferimento.

La maglia di terra delle stazioni elettriche esistenti è di norma realizzata con conduttori di rame nudi di adeguata sezione, interrati ad una profondità di almeno 0,70 metri.

La maglia è realizzata con conduttori di rame nudo da 63 mm<sup>2</sup> e si collega alle apparecchiature mediante almeno due conduttori da 125 mm<sup>2</sup>. Intorno agli edifici di stazione è prevista la posa di un anello perimetrale costituito da conduttore da 125 mm<sup>2</sup>. Al di sotto degli edifici ed all'interno del suddetto anello perimetrale viene realizzata una maglia più fitta (3 x 3 m) con conduttore da 63 mm<sup>2</sup>.

Nei punti sottoposti ad un maggiore gradiente di potenziale (portali, TA, TV, scaricatori) le dimensioni della maglia di terra saranno opportunamente diminuite.

Precauzioni particolari saranno essere prese in presenza di tubazioni metalliche, cavi MT o AT schermati ed ogni altra struttura metallica interrata in vicinanza o interferente con l'area di stazione. Inoltre saranno ricompresi nella maglia di terra, il cancello di ingresso e gli edifici di consegna AT posti al confine dell'impianto, vicino al cancello e si farà in modo che le tensioni di passo e contatto siano al di sotto di quanto prescritto dalle norme sia all'interno che all'esterno della recinzione di stazione.

Infine, nel progetto dell'impianto di terra è stata considerata l'estensione della maglia di terra anche nelle aree destinate alle eventuali future espansioni d'impianto, previste.

Saranno direttamente collegati a questa maglia i sostegni metallici delle apparecchiature AT. Tutti i conduttori di protezione ed equipotenziali presenti nell'impianto saranno identificati con guaina isolante di colore giallo-verde e saranno in parte contenuti all'interno dei cavi multipolari impiegati per l'alimentazione delle varie utenze, in parte costituiranno delle dorsali comuni a più circuiti.

## **2.11 GRUPPO DI MISURA**

Per l'impianto in progetto in conformità alle norme CEI vigenti e alle prescrizioni dell'Agenzia delle Dogane è necessario misurare:

- L'energia prelevata/immessa in rete;
- L'energia fotovoltaica prodotta.

Verrà installato un contatore di misura nella cabina di consegna a monte della cabina Utente per misurare l'energia prodotta.

I sistemi di misura dell'energia elettrica saranno in grado di rilevare, registrare e trasmettere dati di lettura, per ciascuna ora, dell'energia elettrica immessa/prelevata o prodotta in rete nel punto di installazione del contatore stesso.

I sistemi di misura saranno conformi alle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e il gas e alle norme CEI, in particolare saranno dotati di sistemi meccanici di sigillatura che garantiranno manomissioni o alterazioni dei dati di misura.

## 3 MISURE DI PROTEZIONE

### 3.1 DIMENSIONAMENTO IN RELAZIONE ALLE TENSIONI E LIVELLI DI ISOLAMENTO

Gli impianti ed i componenti elettrici devono essere in grado di sopportare le loro tensioni massime assegnate a frequenza industriale, così come le sovratensioni a frequenza industriale, le sovratensioni di manovra e le sovratensioni atmosferiche (norma EN 61936-1; CEI 99-2).

Devono essere adottate adeguate misure per evitare il contatto fra sistemi a diverse tensioni. Gli impianti devono essere realizzati per la frequenza nominale del sistema. Il livello di isolamento deve essere scelto in conformità alla tensione massima  $U_m$  stabilita per il componente elettrico e nel rispetto delle minime distanze di isolamento stabilite dalla normativa.

La tensione nominale è la tensione assegnata dal costruttore all'apparecchiatura; essa è indicata con il simbolo  $U_r$  nelle norme di prodotto e con  $U_n$  nella norma impianti (norma EN 61936-1; CEI 99-2).

La tensione massima  $U_m$  è il valore più elevato della tensione che si presenta in un istante e in un punto qualunque del sistema nelle condizioni ordinarie di funzionamento (CEI EN 60071-1).

In relazione alla tensione nominale dell'apparecchiatura, sono stabilite nelle norme di prodotto:

- la tensione di tenuta a frequenza industriale  $U_d \times 60\text{sec.}$ ;
- la tensione di tenuta ad impulso  $U_p (1,2/50\mu\text{s})$ .

L'insieme di queste due tensioni individua il "livello di isolamento dell'apparecchiatura" (norma CEI EN 62271;60694; norma CEI EN 60071-1). Per ogni valore della tensione nominale, la norma (norma EN 61936-1; CEI 99-2 e norma CEI EN 62271;60694) indica le rispettive tensioni di tenuta a 50 Hz ed impulso normalizzate, nonché le distanze minime di tenuta.

I valori più elevati delle tensioni di tenuta e delle distanze minime riportati nelle tabelle della norma devono essere previsti negli impianti a neutro isolato o con  $N_t=4$  fulmini/kmq x anno.

### 3.2 DIMENSIONAMENTO IN RELAZIONE ALLE CORRENTI

La corrente (termica) nominale  $I_r$  è il valore efficace della corrente che l'apparecchiatura è in grado di condurre continuamente, nelle condizioni di impiego prescritte. La corrente nominale di breve durata  $I_k$  è il valore efficace della corrente di cortocircuito che l'apparecchiatura è in grado di condurre per l'intervallo di tempo  $t_k$ .

La durata nominale di cortocircuito  $t_k$  è in genere 1 secondo. In ogni caso la durata  $t_k$  deve essere superiore al tempo di intervento delle protezioni.

La corrente nominale di picco  $I_p$  è il valore di cresta della prima semionda della corrente nominale di breve durata. Il valore di picco dipende dall'asimmetria della corrente di cortocircuito e dunque dal fattore di potenza di cortocircuito. Se non diversamente specificato  $I_p = 2,5I_k$  con  $\cos\phi_{cc} = 0,1$  (condizione peggiorativa).

### 3.3 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.

### 3.4 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:

$$I_B \leq I_n \leq I_z$$

$$I_f \leq 1.45 \times I_z$$

Dove:

$I_B$  = corrente di impiego del circuito

$I_z$  = portata in regime permanente della condotta (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.

### 3.5 PROTEZIONI CONTRO LE CORRENTI DI CORTO CIRCUITO

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

Il quadro prefabbricato AT, 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:

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

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.
- 

### 3.6 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 AT 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.

### 3.7 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 AT;
- 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 AT;
- valore della corrente di doppio guasto a terra sulla rete AT;
- 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 AT di utente in conduttori nudi di qualunque lunghezza;
- trasformatori ubicati in più locali;

- i cavi AT di utente hanno una lunghezza complessiva  $\geq 500\text{m}$ .

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 AT deve essere effettuato in base alla corrente di doppio guasto a terra lato AT verificando la condizione:

$$S_{ct} \geq \sqrt{I^2 t} / K$$

Dove I è la corrente doppio guasto a terra lato AT, 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  $U_0=230\text{V}$  intervento entro  $t=0,4\text{sec}$ .
- Per  $U_0=400\text{V}$  intervento entro  $t=0,2\text{sec}$ .

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.

### **3.8 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.

### **3.9 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.

### 3.10 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:

- 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<sub>T</sub> = 10<sup>-5</sup> anni<sup>-1</sup>).
- Rischio tollerabile per perdita di servizio pubblico (R<sub>T</sub> = 10<sup>-3</sup> 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

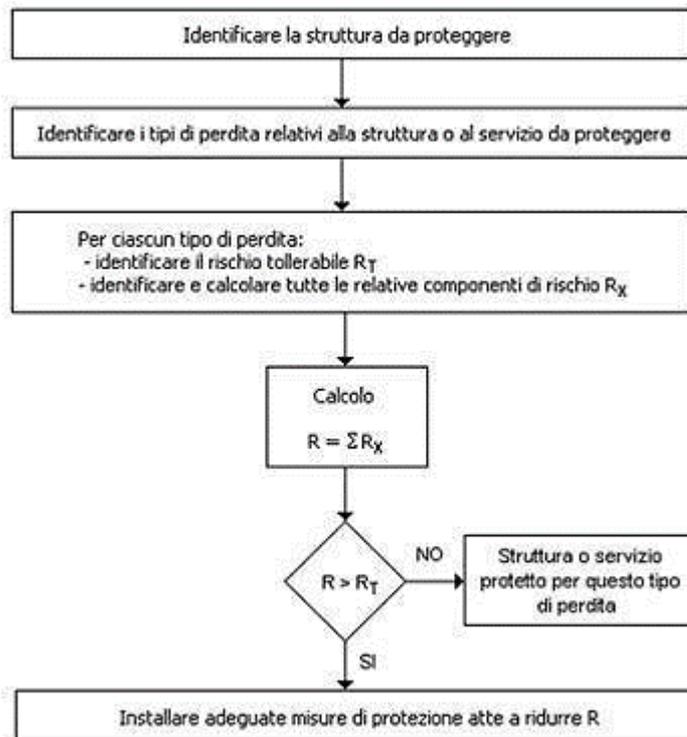
## METODO DI VALUTAZIONE

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.

### 3.11 INTERBLOCCHI DI SICUREZZA

La protezione può essere attuata per mezzo di:

- interruttori di manovra al posto di sezionatori;
- sezionatori di terra con potere di stabilimento;
- dispositivi di interblocco;
- interblocchi con chiavi non intercambiabili.

Secondo la norma CEI 17-6 CEI EN 62271-200 gli interblocchi possono avere due compiti:

- interdire l'accesso alle parti in tensione;
- impedire le manovre errate.

È consigliato l'interblocco di accesso al box del trasformatore e, nel caso di trasformatori in parallelo, il trascinarsi di apertura fra interruttore primario AT e interruttore secondario BT.

### **3.12 PRESCRIZIONI MECCANICHE**

I componenti elettrici e le strutture di supporto, comprese le loro fondazioni, devono sopportare i carichi meccanici previsti nel luogo di installazione.

### **3.13 CONDIZIONI CLIMATICHE ED AMBIENTALI**

Gli impianti devono essere idonei per operare nelle condizioni climatiche ed ambientali previste nel luogo di installazione.

## 4 MODALITA DI ESECUZIONE DEI LAVORI

### 4.1 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, reinterrati, 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.

### 4.2 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”.

### 4.3 GIUNZIONI AT

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

Le giunzioni elettriche saranno realizzate mediante l'utilizzo di connettori del tipo dritto, 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.

### 4.4 MODALITÀ DI POSA DEI CAVI BT E AT

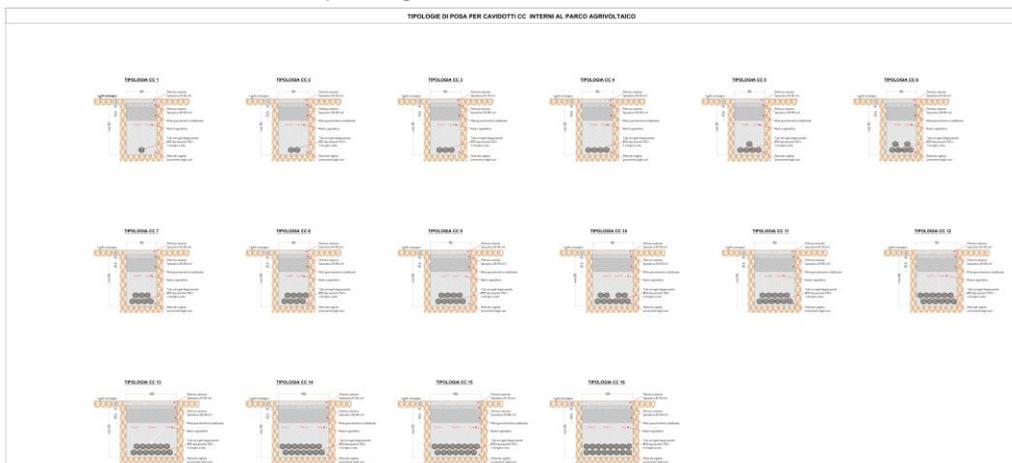
Le linee elettriche di progetto saranno posate con cavidotti interrati il cui tracciato è riportato negli allegati elaborati grafici. (PTO\_TAV\_03 - Cavidotto AT - Percorso su Ortofoto)

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 min di circa 1,3m. 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. (PRO\_TAV\_26 - Cavidotti - Sezioni di scavo e tipici di posa)

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.



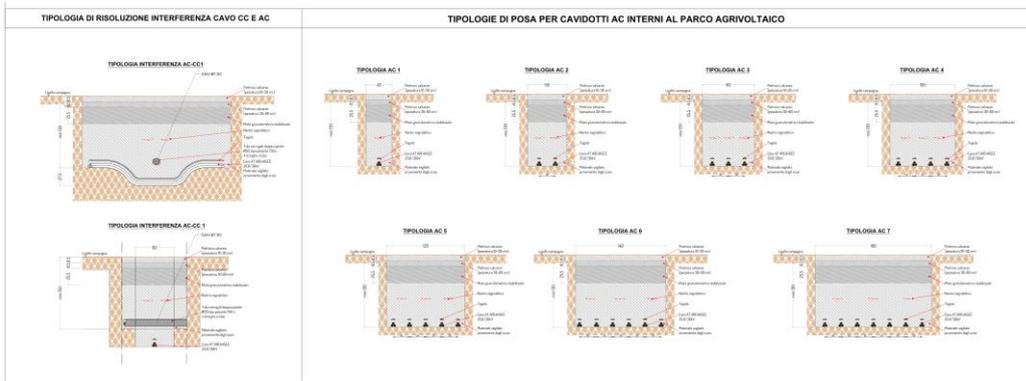


Figura 10 - Sezioni tipo per la posa dei cavidotti (crf elaborato PRO\_TAV\_26)

**Arcadis Italia S.r.l.**

via Monte Rosa, 93  
20149 Milano (MI)  
Italia  
+39 02 00624665

<https://www.arcadis.com/it/italy/>

