



## 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:

Relazione tecnica elettrica e meccanica

Commessa	Codice elaborato	Nome file
30190245	PRO_REL_09	PRO_REL_09 - Relazione Tecnica Elettrica e Meccanica

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

Il presente documento è di proprietà di Arcadis Italia S.r.l. e non può essere modificato, distribuito o in altro modo utilizzato senza l'autorizzazione di Arcadis Italia s.r.l.

# Indice

<b>1 DEFINIZIONI</b>	<b>4</b>
1.1 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE	4
1.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE	4
1.3 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE	4
<b>2 INTRODUZIONE</b>	<b>5</b>
2.1 DATI TECNICI	5
2.2 CARATTERISTICHE GENERALI	6
2.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTVOLTAICO	7
<b>3 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI</b>	<b>9</b>
3.1 MODULI FOTVOLTAICI	9
3.2 STRUTTURE DI SOSTEGNO, ANCORAGGIO E DI APPOGGIO DEI MODULI FOTVOLTAICI E SISTEMI DI FONDAZIONE	11
3.3 STRING BOX O STRING COMBINER	12
3.4 GRUPPI DI CONVERSIONE CC/CA	14
3.5 SISTEMA DI ACCUMULO ENERGIA BESS	17
3.6 IL DC-DC CONVERTER	19
3.7 QUADRO AUSILIARI	20
3.8 CAVI DI CAMPO BT	21
3.9 CAVI DI CONNESSIONE AT	22
3.10 CABINE ELETTRICHE PREFABBRICATE IN C.A.V.	23
3.11 GRUPPO DI MISURA	24
<b>4 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO</b>	<b>25</b>
4.1 VERIFICA VARIAZIONE DI TENSIONE - TEMPERATURA LATO C.C.	25
<b>5 VERIFICHE E COLLAUDO</b>	<b>29</b>
5.1 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO	29
5.2 CERTIFICAZIONE	30
5.3 COLLAUDO	30
5.4 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA	30
5.5 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE	31
5.6 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE	31

## Elenco Figure

Figura 1 – Inquadramento su ortofoto dell'impianto di progetto (cfr elaborato PRO_TAV_01- INQUADRAMENTO SU ORTOFOTO)	5
Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO_TAV_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto)	6
Figura 3 - Grafico performance modulo FTV scelto	11
Figura 4 - Particolare strutture di sostegno moduli FTV	12
Figura 5 - Strutture di sostegno dei moduli, tipologici	12
Figura 6 - Esempio di string combiner SMA	13
Figura 7 - Inverter Sunny central UP	15
Figura 8 – HV switchgear	16
Figura 9 - Schema elettrico per il collegamento del DC-DC converter	19
Figura 10 - DC-DC converter SMA	20

## **1 DEFINIZIONI**

### **1.1 IMPIANTO PER LA CONNESSIONE**

L'impianto per la connessione è l'insieme degli impianti realizzati a partire dal punto di inserimento sulla rete esistente, necessari per la connessione alla rete di un impianto di produzione. L'impianto per la connessione è costituito dall'impianto di rete per la connessione e dall'impianto di utenza per la connessione

### **1.2 IMPIANTO DI RETE PER LA CONNESSIONE**

L'impianto di rete per la connessione è la porzione di impianto per la connessione di competenza del gestore di rete, compresa tra il punto di inserimento sulla rete esistente e il punto di connessione.

### **1.3 IMPIANTO DI UTENZA PER LA CONNESSIONE**

L'impianto di utenza per la connessione è la porzione di impianto per la connessione la cui realizzazione, gestione, esercizio e manutenzione rimangono di competenza del richiedente.

## 2 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.

### 2.1 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>Potenza in AC:</b>	64.00 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

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

## 2.2 CARATTERISTICHE GENERALI

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

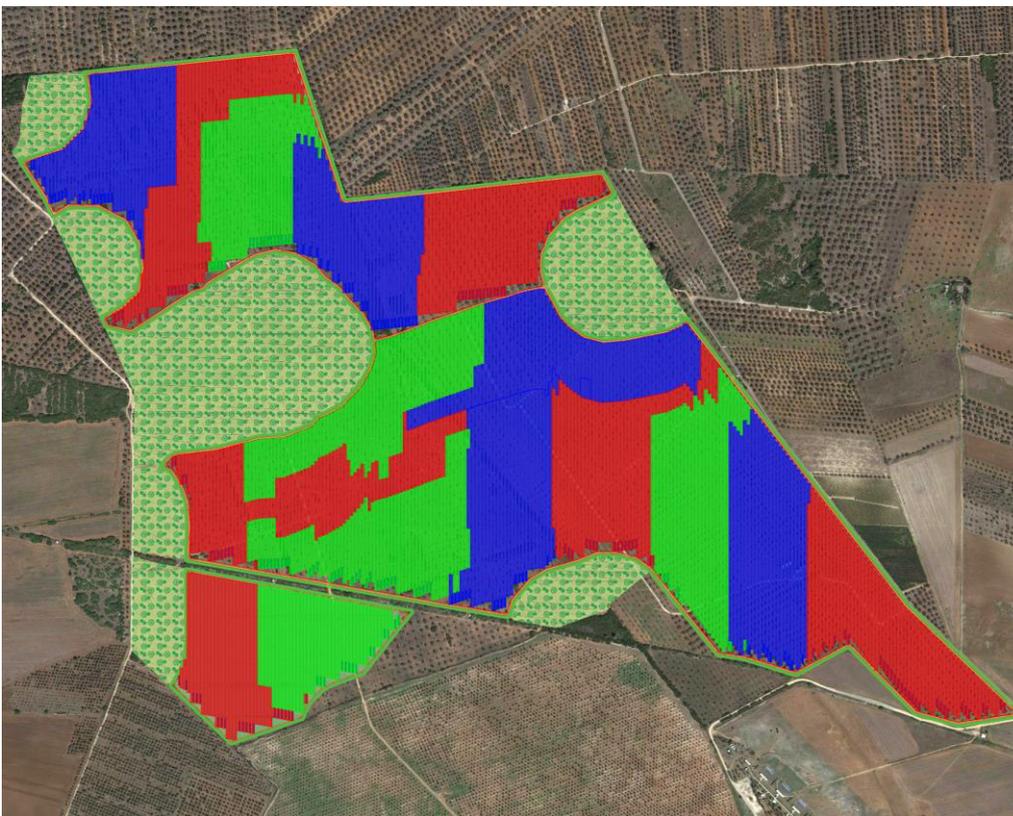


Figura 2 - Dettaglio suddivisione in sottocampi (PRO\_TAV\_08- Campo FV - Layout Aree di Campo su Ortofoto)

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:

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

## 2.3 DESCRIZIONE DEI SOTTOCAMPI COSTITUENTI L'IMPIANTO FOTOVOLTAICO

CAMPO 1	
<b>Sottocampo 3 –Sottocampo 7</b>	
N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	<b>29092</b>
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1039
Potenza totale di picco	<b>20.07 MWp</b>
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 5 Power Skid
<b>Componenti Power Skid 3 – 7</b>	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA)	N. 5 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 5 Trasformatore
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 5 Quadro BT
- Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 5 Quadro AT
CAMPO 2	
<b>Sottocampo 8 –Sottocampo 16</b>	
N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	<b>60620</b>
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	2165
Potenza totale di picco	<b>41.83MWp</b>
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 9 Power Skid
<b>Componenti Power Skid 8 - 16</b>	
- Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA)	N. 9 Inverter da 4000 kVA
- Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV	N. 9 Trasformatore
- Quadro Servizi Ausiliari	N. 9 Quadro BT
- Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 9 Quadro AT
CAMPO 3	
<b>Sottocampo 1 –Sottocampo 2</b>	
N° moduli fotovoltaici (Trina Solar 690W)	<b>8904</b>
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	318

Potenza totale di picco	<b>6.14 MWp</b>
Tipo Sottostruttura	Struttura Tracker ad inseguimento monoassiale
N° Punti di Raccolta, Conversione e trasformazione (Power Skid)	N. 2 Power Skid
<b>Componenti Power Skid 1 – 2</b> - Inverter x Esterno (Tipo Centralizzato Sunny Central della SMA) - Trasformatore MT/BT in olio 36/0,63 kV - Quadro Servizi Ausiliari - Quadro AT a 36 kV di raccolta e smistamento	N. 2 Inverter da 4000 kVA N. 2 Trasformatore N. 2 Quadro BT N. 2 Quadro AT

## 3 CARATTERISTICHE TECNICHE DEI COMPONENTI

### 3.1 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

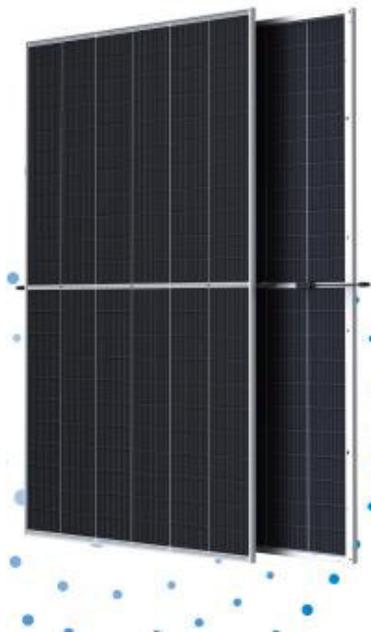
MAXIMUM POWER OUTPUT

# 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



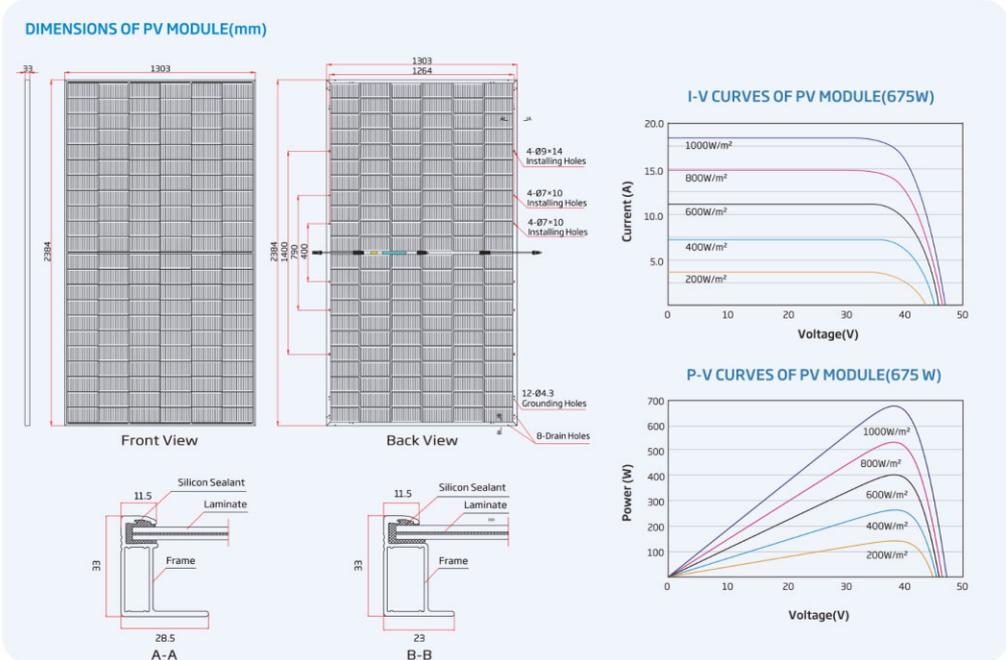
#### High reliability

- 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)**

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

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

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%		

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

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/m², 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, Air 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	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 inches²), 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	MAXIMUM RATINGS
NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Temperature Coefficient of $P_{MAX}$	-0.30%/°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of $V_{OC}$	-0.24%/°C
Max Series Fuse Rating	35A
Temperature Coefficient of $I_{SC}$	0.04%/°C

WARRANTY	PACKAGING CONFIGURATION
12 year Product Workmanship Warranty	Modules per box: 33 pieces
30 year Power Warranty	Modules per 40' container: 594 pieces
1% first year degradation	
0.4% Annual Power Attenuation	

(Please refer to product warranty for details)

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 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

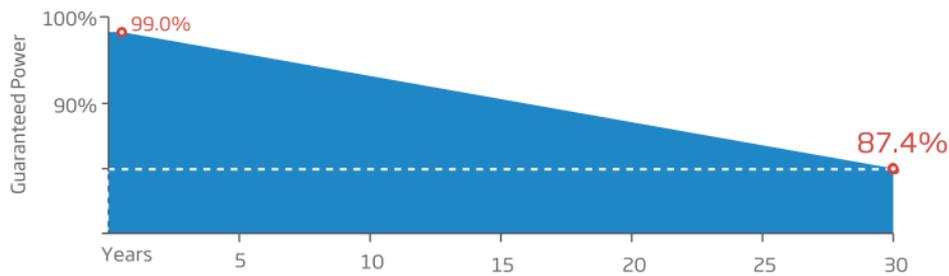


Figura 3 - Grafico performance modulo FTV scelto

## 3.2 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.

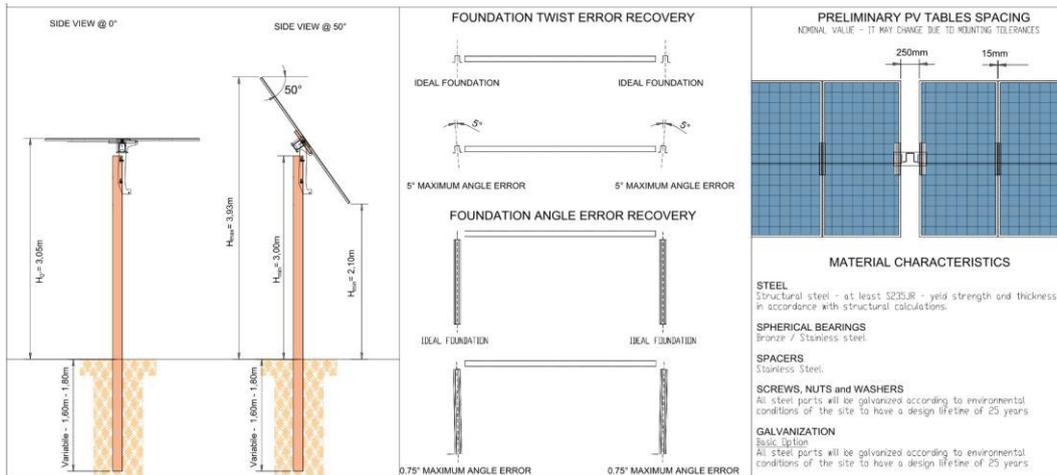


Figura 4 - Particolare strutture di sostegno moduli FTV

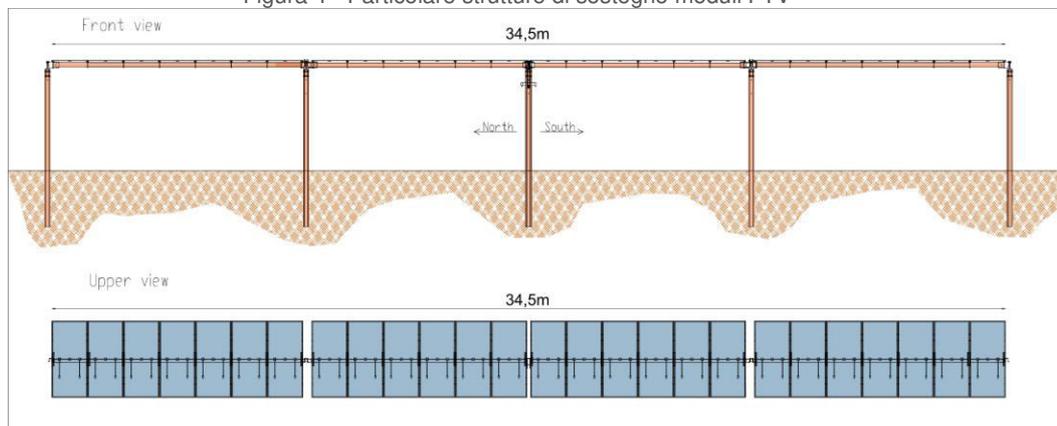


Figura 5 - Strutture di sostegno dei moduli, tipologiche

### 3.3 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; Imax = 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			

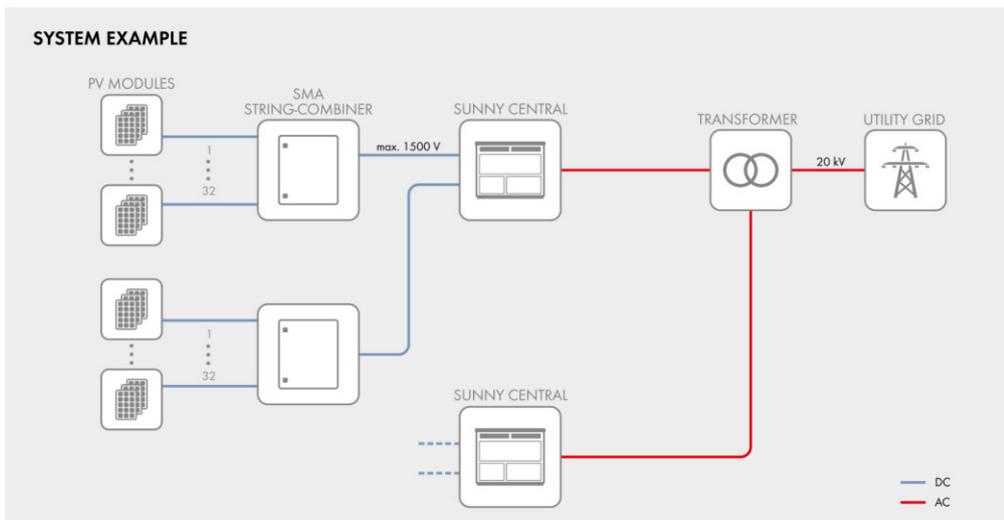


Figura 6 - Esempio di string combiner SMA

### 3.4 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:

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

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

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

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;

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

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

$V_{invmax}$  = 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 7 - Inverter Sunny central UP

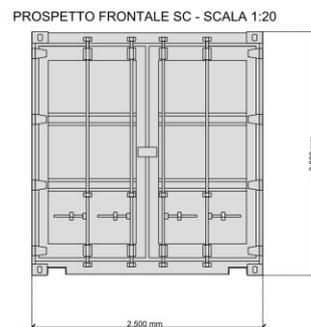
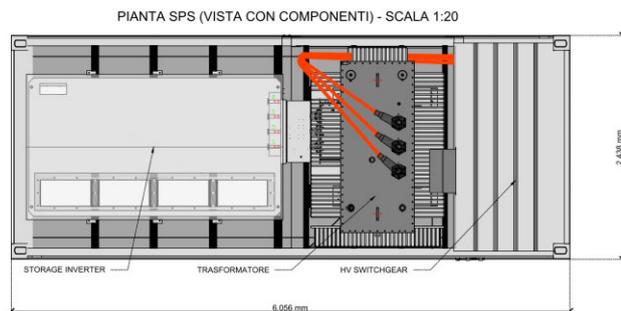
Il progetto, come evidenziato nei paragrafi precedenti, prevede l'utilizzo di 16 inverter centralizzati e di altrettante Power Station che rappresentano il punto di raccolta in cui l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici viene portata da BT fino ad una tensione di 36kV(AT). Le power station scelte 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.

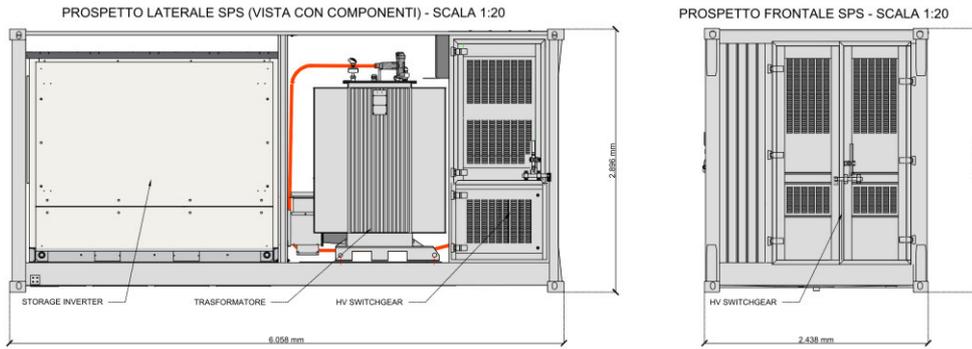
Il sistema così composto è poi collegato ad un HV switchgear o quadro AT di seguito illustrato:



Figura 8 – 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:





### 3.5 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

  
**High level of safety**

- 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

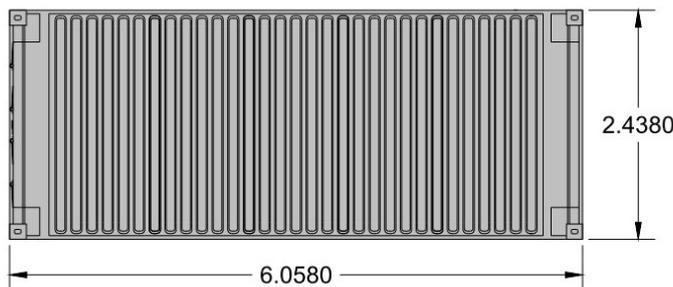
  
**Long service life**

- 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

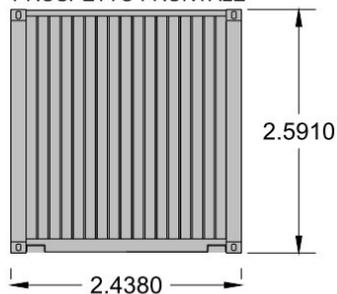
  
**High integration**

- 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

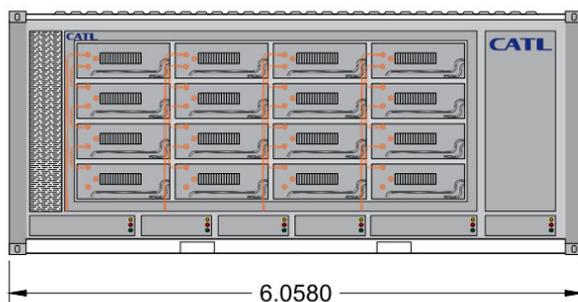
PIANTA



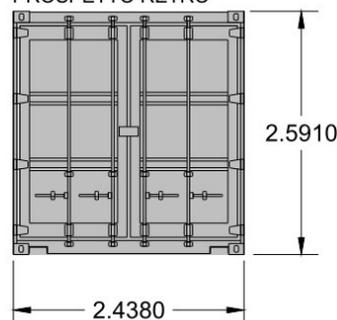
PROSPETTO FRONTALE



PROSPETTO LATERALE



PROSPETTO RETRO





### 3.6 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.

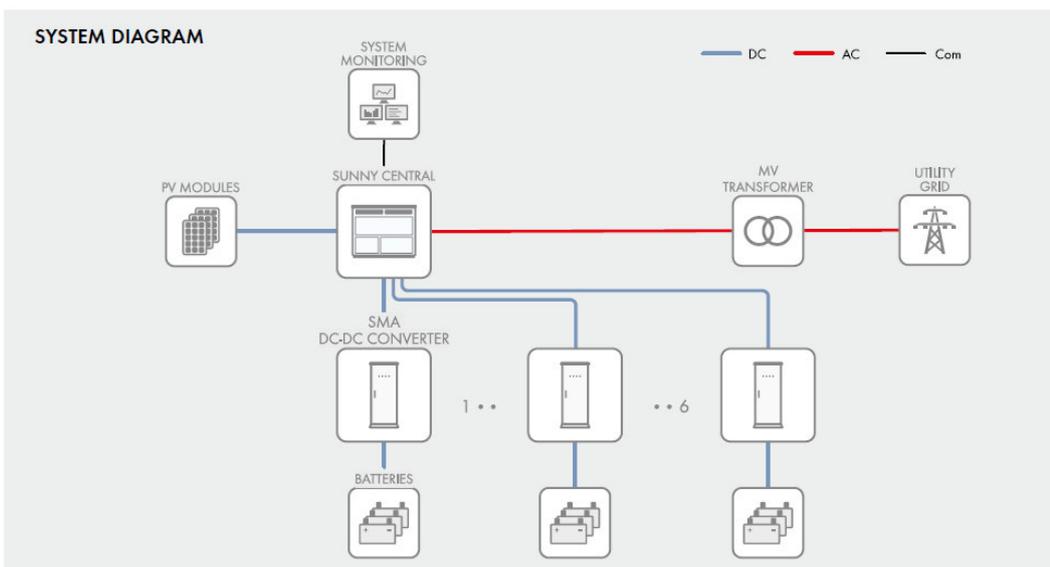


Figura 9 - Schema elettrico per il collegamento del DC-DC converter

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, 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

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 10 - DC-DC converter SMA

### 3.7 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 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

### 3.8 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:

<p><b>Descrizione</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Conduttore: rame rosso, formazione flessibile, classe 5</li> <li>Isolamento: gomma, qualità G16</li> <li>Riempitivo: termoplastico, penetrante tra le anime (solo nei cavi multipolari)</li> <li>Guaina: PVC, qualità R16</li> <li>Colore: grigio</li> </ul>	<p><b>Condizioni di posa</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Temperatura minima di posa: 0°C</li> <li>Raggio minimo di curvatura consigliato: 4 volte il diametro del cavo</li> <li>Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm<sup>2</sup> di sezione del rame</li> </ul>
<p><b>Caratteristiche funzionali</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>Tensione nominale U<sub>0</sub>/U<sub>i</sub>: 600/1000 V c.a. 1500 V c.c.</li> <li>Tensione massima U<sub>m</sub>: 1200 V c.a. 1800 V c.c. anche verso terra</li> <li>Tensione di prova industriale: 4000 V</li> <li>Temperatura massima di esercizio: 90°C</li> <li>Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)</li> <li>Temperatura massima di corto circuito: 250°C</li> </ul>	<p><b>Impiego e tipo di posa</b></p> <p>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, canaline e sistemi similari. Adatto per installazioni a fascio in ambienti a maggior rischio in caso d'incendio.</p> <p>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.</p>
<p><b>Caratteristiche particolari</b></p> <p>Buona resistenza agli oli e ai grassi industriali. Buon comportamento alle basse temperature. Resistente ai raggi UV.</p>	

**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]

### 3.9 CAVI DI CONNESSIONE AT

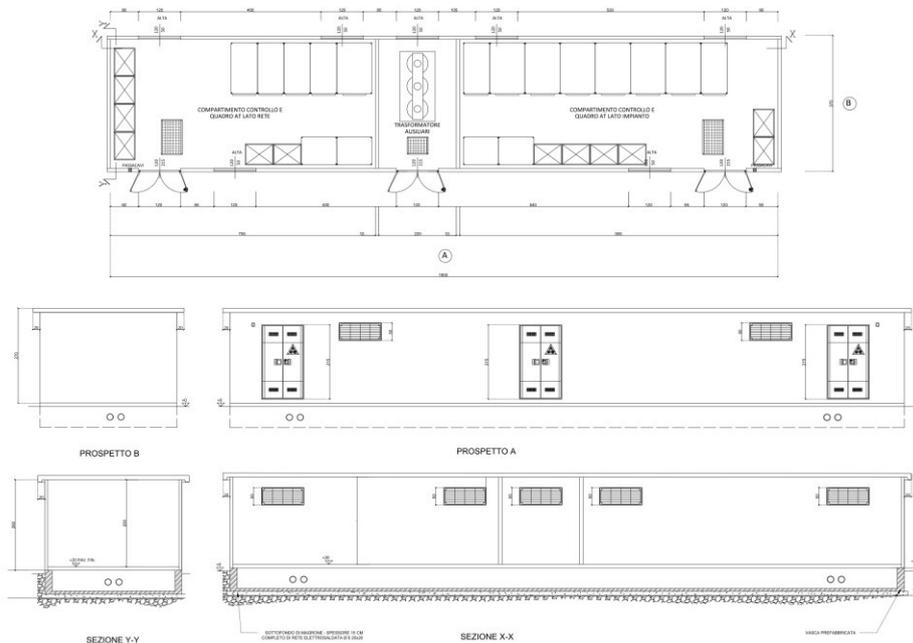
Il cavidotto AT di connessione delle power station alla cabina di raccolta sarà del tipo

		<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></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Longitudinal waterproof</td> <td>Radial waterproof</td> <td>Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b></td> <td>Max short-circuit temperature : <b>250 °C</b></td> <td>Max short-circuit temperature screen: <b>150 °C</b></td> <td>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>									

### 3.10 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 massicciata 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.

### **3.11 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.

## 4 CALCOLI E VERIFICHE DI PROGETTO

Per i dettagli del calcolo di tutti i cavi comprendenti l'impianto FTV si rimanda alla relazione "PRO\_REL\_10 - Relazione di Calcolo Dimensionamento Cavi CC, BT e MT"

### 4.1 VERIFICA VARIAZIONE DI TENSIONE - TEMPERATURA LATO C.C.

Per i calcoli e le verifiche di progetto occorre verificare che, in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici, risultino essere verificate le seguenti disuguaglianze, per quanto riguarda le tensioni:

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

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

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

Mentre per quanto riguarda la compatibilità in termini di corrente tra l'inverter ed il relativo campo deve valere la relazione:

$$I_{campo \ max} \leq I_{inv \ max}$$

nelle quali  $V_{inv \ MPPT \ min}$  e  $V_{inv \ MPPT \ max}$  rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la  $V_{inv \ max}$  è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter;  $I_{campo \ max}$  ed  $I_{inv \ max}$  rappresentano, rispettivamente, la corrente nelle condizioni di massima potenza del campo e la massima corrente ammissibile per l'inverter ad esso relativo.

Considerando una variazione percentuale della tensione di ogni modulo in dipendenza della temperatura pari a  $-0,32\%/^{\circ}\text{C}$ , per  $I_{sc} = 0,04\ \%/^{\circ}\text{C}$ , ed i limiti di temperatura estremi pari a  $-10\ ^{\circ}\text{C}$  e  $+70\ ^{\circ}\text{C}$ ,  $V_m$  e  $V_{oc}$  assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC ( $25\ ^{\circ}\text{C}$ ).

Si riportano di seguito le verifiche di congruenza effettuate sulle varie configurazioni degli inverter presenti nell'impianto fotovoltaico:

### 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. 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:	✓ 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. 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:	✓ 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

## 5 VERIFICHE E COLLAUDO

### 5.1 INQUINAMENTO ELETTROMAGNETICO

La normativa nazionale (l. 36/2001) è a tutela della popolazione contro gli effetti dei campi elettromagnetici. Ai fini della corretta analisi del sistema in oggetto, è necessario riportare le definizioni dei termini utilizzati nelle leggi utilizzate.

<b>Limiti di esposizione</b>	Valori di CEM che non devono essere superati in alcuna
<b>Valori di attenzione</b>	Valori di CEM che non devono essere superati negli ambienti abitativi, scolastici e nei luoghi adibiti a permanenze
<b>Obiettivi di qualità</b>	Valori di CEM causati da singoli impianti o apparecchiature da conseguire nel breve, medio e lungo periodo, attraverso l'uso di tecnologie e metodi di risanamento disponibili. Sono finalizzati a consentire la minimizzazione dell'esposizione

Relativamente alle definizioni sopra riportate, il d.P.C.M. 8 luglio 2003 propone, per l'esposizione della popolazione ai CEM prodotti a frequenza industriale (50 Hz) relativi agli elettrodotti (quindi anche le cabine di trasformazione), i seguenti valori:

Normativa	Limiti previsti	Induzione magnetica B (pT)	Intensità del campo elettrico E (V/m)
D. P. C. M.	Limite di esposizione	100	5000
	Limite d'attenzione	10	
	Obiettivo di qualità	3	
Racc. 1999/512/CE	Livelli di riferimento (ICNIRP1998 OMS)	100	5000

Considerando che il campo elettrico in media tensione è notevolmente inferiore a 5 kV/m, imposto dalla normativa, nella presente relazione si porgerà maggiore attenzione al campo magnetico.

Dato il basso valore delle correnti in gioco, unico punto critico risulta essere la cabina di trasformazione che dovrà essere sottoposta a ulteriori verifiche in fase esecutiva, secondo la seguente formula che esprime l'induzione magnetica prodotta dal trasformatore, la quale decresce in funzione della distanza secondo la seguente espressione (valida per trasformatori in resina e distanze fino a 10 m):

$$B = 5 * \frac{u_{cc}}{6} * \sqrt{\frac{S_r}{630}} * \left(\frac{3}{a}\right)^{2,8}$$

dove:

$u_{cc}$  tensione percentuale di cortocircuito;

$S_r$  potenza nominale del trasformatore (in kVA);

$a$  distanza dal trasformatore.

## 5.2 CERTIFICAZIONE

A seguito della realizzazione dell'impianto l'Installatore dovrà rilasciare un certificato di collaudo ai fini del rilascio della dichiarazione di conformità ai sensi del DM 37/08.

## 5.3 COLLAUDO

Al termine delle installazioni saranno eseguite a cura dell'installatore tutte le prove di collaudo tecnico-funzionale necessarie per assicurare la conformità delle opere alla progettazione esecutiva, la qualità della stesse ed il loro corretto funzionamento.

L'impianto fotovoltaico e i relativi componenti saranno realizzati nel rispetto delle norme tecniche vigenti e ai sensi di quanto previsto dalle Norme CEI 82-25 e DM 37/08;

I moduli fotovoltaici saranno provati e verificati da laboratori accreditati, per le specifiche prove necessarie alla verifica dei moduli, in conformità alla norma UNI CEI EN ISO/IEC 17025. Tali laboratori sono accreditati EA (European Accreditation Agreement) o hanno stabilito con EA accordi di mutuo riconoscimento.

Gli impianti fotovoltaici saranno realizzati con componenti che assicurino l'osservanza delle due seguenti condizioni:

a)  $P_{cc} > 0,85 * P_{nom} * I/I_{stc}$

dove:

- $P_{cc}$  è la potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;
- $P_{nom}$  e' la potenza nominale del generatore fotovoltaico;
- $I$  è l'irraggiamento [ $W/m^2$ ] misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;
- $I_{stc}$ , pari a  $1000 W/m^2$ , e' l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

Tale condizione è stata verificata per  $I > 600 W/m^2$ .

b)  $P_{ca} > 0,9 * P_{cc}$

dove:

$P_{ca}$  e' la potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente generata dai moduli fotovoltaici continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $2\%$ .

La misura della potenza  $P_{cc}$  e della potenza  $P_{ca}$  deve essere effettuata in condizioni di irraggiamento ( $I$ ) sul piano dei moduli superiore a  $600 W/m^2$ .

Verranno effettuate esami a vista, verifica di tensioni e correnti di stringa, misura dell'isolamento dei circuiti e verifica dei collegamenti equipotenziali. Tutte le prove di collaudo eseguite sul campo saranno eseguite in contraddittorio con il Committente o un suo rappresentante (Direzione lavori o Collaudatore).

Per tutte le altre forniture saranno eseguite le prove richieste dalla normativa tecnica.

Di tutte le prove eseguite, sia in fabbrica che in sito, l'installatore consegnerà al committente appositi verbali di collaudo.

## 5.4 VERIFICHE DELL'IMPIANTO DI TERRA

L'impianto di terra sarà verificato mediante esami a vista e prove prima della messa in servizio dell'impianto. Pertanto, sarà effettuata la verifica dell'impianto di terra con la

produzione della Dichiarazione di Conformità rilasciata dall'installatore della messa in servizio dell'impianto per consegnare copia al Committente.

Le modalità di prova dell'efficienza dell'impianto di terra saranno effettuate con le seguenti verifiche:

- continuità elettrica dell'impianto di terra al partire dal dispersore fino alle masse e masse estranee collegate;
- isolamento dei circuiti elettrici dalle masse;

Le misure saranno effettuate, per quanto possibile, con l'impianto nelle ordinarie condizioni di funzionamento.

## **5.5 VERIFICHE DEI SISTEMI DI MISURE**

Come condizione preliminare all'attivazione dell'impianto, il sistema di misura sarà sottoposto a verifica di prima posa da parte del responsabile dell'installazione e manutenzione dello stesso. Inoltre si verificherà la teleleggibilità dei dati di misura del contatore da parte del sistema centrale di telelettura.

## **5.6 DOCUMENTAZIONE DA PRODURRE**

Dovranno essere emessi e rilasciati dall'installatore i seguenti documenti:

- manuale di uso e manutenzione, inclusivo della pianificazione consigliata degli interventi di manutenzione;
- dichiarazione attestante le verifiche effettuate e il relativo esito;
- dichiarazione di conformità ai sensi del D.M. 37/08 (ex legge 46/90, articolo 1, lettera a);
- certificazione rilasciata da un laboratorio accreditato circa la conformità alla norma CEI EN 61215, per moduli al silicio cristallino;
- certificati di garanzia relativi alle apparecchiature installate;
- garanzia sull'intero impianto e sulle relative prestazioni di funzionamento.

La ditta installatrice, oltre ad eseguire scrupolosamente quanto indicato nel presente progetto, dovrà eseguire tutti i lavori nel rispetto della REGOLA DELL'ARTE

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

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

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

