

# MONREALE SOLAR S.R.L.

## IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA NOMINALE DI CIRCA 93,51 MWP DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI MONREALE (PA)



Via Degli Arredatori, 8  
70026 Modugno (BA) - Italy  
www.bfpgroup.net - info@bfpgroup.net  
tel. (+39) 0805046361

Azienda con Sistema di Gestione Certificato  
UNI EN ISO 9001:2015  
UNI EN ISO 14001:2015  
UNI ISO 45001:2018

### Tecnico

ing. Danilo POMPONIO

### Collaborazioni

ing. Milena MIGLIONICO  
ing. Giulia CARELLA  
ing. Valentina SAMMARTINO  
ing. Marco D'ARCANGELO  
ing. Roberta ALBANESE  
ing. Alessia NASCENTE  
ing. Alessia DECARO  
ing. Tommaso MANCINI  
ing. Martino LAPENNA  
Per. Ind. Lamberto FANELLI

### Responsabile Commessa

ing. Danilo POMPONIO

ELABORATO	TITOLO	COMMESSA	TIPOLOGIA		
<b>C02</b>	<b>DISCIPLINARE DESCRITTIVO E PRESTAZIONALE DEGLI ELEMENTI TECNICI</b>	<b>23006</b>	<b>D</b>		
		CODICE ELABORATO			
		<b>DC23006D-C02</b>			
REVISIONE	Tutte le informazioni tecniche contenute nel presente documento sono di proprietà esclusiva della Studio Tecnico BFP S.r.l e non possono essere riprodotte, divulgate o comunque utilizzate senza la sua preventiva autorizzazione scritta. All technical information contained in this document is the exclusive property of Studio Tecnico BFP S.r.l. and may neither be used nor disclosed without its prior written consent. (art. 2575 c.c.)	SOSTITUISCE	SOSTITUITO DA		
<b>00</b>		-	-		
		NOME FILE	PAGINE		
		<b>DC23006D-C02.doc</b>	<b>24 + copertina</b>		
REV	DATA	MODIFICA	Elaborato	Controllato	Approvato
00	18/07/23	Emissione	Lapenna	Mancini	Pomponio
01					
02					
03					
04					
05					
06					

Elaborato realizzato con sistema WORD. E' vietata la modifica manuale.

Mod. P-19 Rev. 2 22.08.18

## INDICE

1. OGGETTO .....	2
2. DATI DI PROGETTO .....	3
3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA .....	6
3.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica .....	6
3.1.1 Moduli fotovoltaici .....	6
3.1.2 Gruppo di conversione CC/CA (Inverter).....	9
3.1.3 Layout impianto .....	10
4. OPERE CIVILI .....	12
4.1 Caratteristiche generali.....	12
4.2 Recinzione perimetrale .....	12
4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio.....	12
4.4 Cavidotti .....	13
4.5 Prefabbricati per cabine di monitoraggio.....	13
5. OPERE DI ELETTRIFICAZIONE.....	15
5.1 Elettrodotti MT .....	15
5.1.1 Cavi 15	
5.1.2 Temperatura di posa.....	16
5.1.3 Segnalazione della presenza dei cavi .....	16
5.1.4 Prova di isolamento.....	16
5.1.5 Giunzioni e terminazioni MT .....	17
5.1.6 Tubazioni .....	17
5.2 Cabine di Conversione e Trasformazione .....	17
6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA .....	19
6.1 Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT.....	19
6.1.1 Locale celle MT di arrivo .....	19
6.1.2 Montante AT .....	19
6.1.3 Impianto di terra.....	20
6.1.4 RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna.....	20
6.1.5 SCADA21	
7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO.....	22
7.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto .....	22
7.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.....	22
7.3 Protezione dalle fulminazioni .....	22
7.4 Sicurezze sul lato c.a. dell'impianto.....	23
7.5 Impianto di messa a terra .....	23

## 1. OGGETTO

Il presente disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici è relativo al progetto di realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica della potenza nominale DC di 93,51 MWp e potenza AC ai fini della connessione (a  $\cos\phi=1$ ) pari a 86,52 MWp, da realizzarsi nel comune di Monreale (PA) e delle relative opere di connessione da realizzarsi nello stesso comune.

Il progetto di cui al capoverso precedente prevede:

- la realizzazione dell'impianto fotovoltaico;
- la realizzazione della sottostazione elettrica di trasformazione e consegna dell'energia prodotta;
- la realizzazione delle opere di rete.

Come prescritto nella Soluzione Tecnica Minima Generale (STMG), allegata al Preventivo di Connessione rilasciato da Terna S.p.A. in data 10 luglio 2023 prot. P20230071497, l'impianto fotovoltaico sarà collegato in antenna a 220 kV sulla nuova futura Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Partinico - Partanna".

Il suolo sul quale sarà realizzato l'impianto fotovoltaico ricopre una superficie di circa 145 ettari. Esso ricade nel foglio 1:25.000 delle cartografie dell'Istituto Geografico Militare (IGM Vecchia Ed.) n. 258 IV-SO "Monte Petroso" e n. 258 III-NO "Gibellina", ed è catastalmente individuato ai fogli di mappa nn. 181-184 del comune di Monreale (PA).

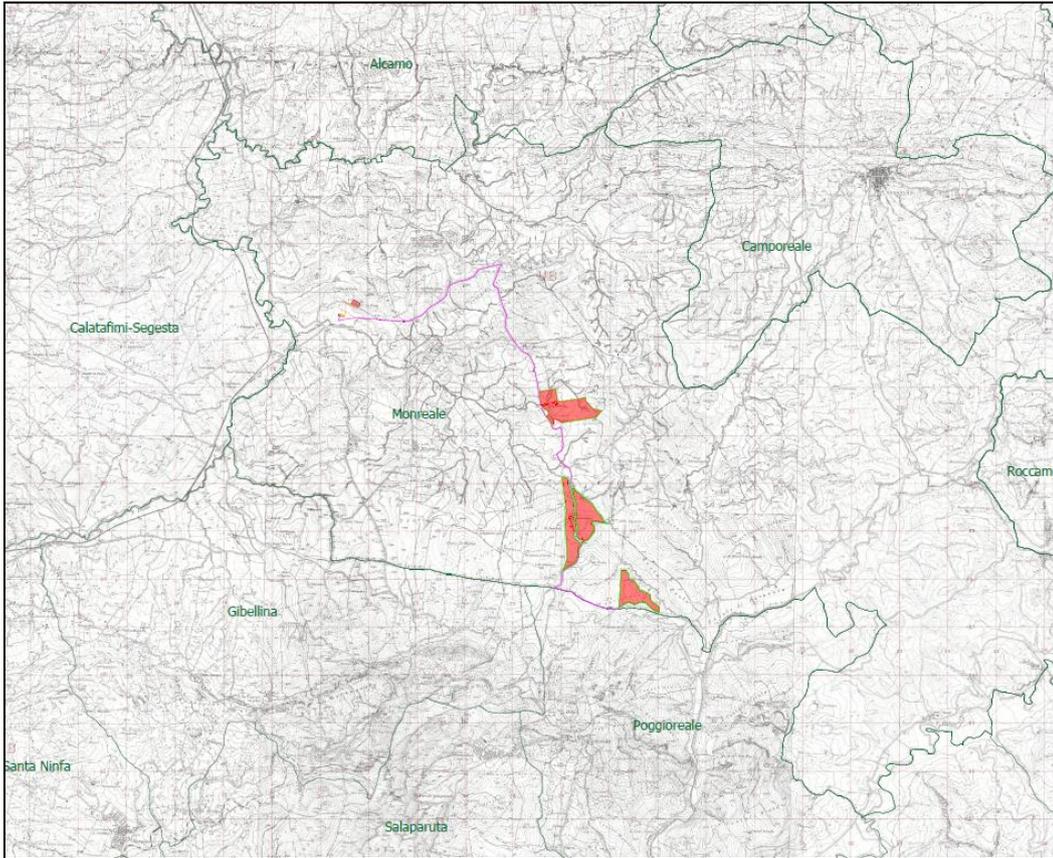


Figura 1: Inquadramento su IGM dell'impianto fotovoltaico

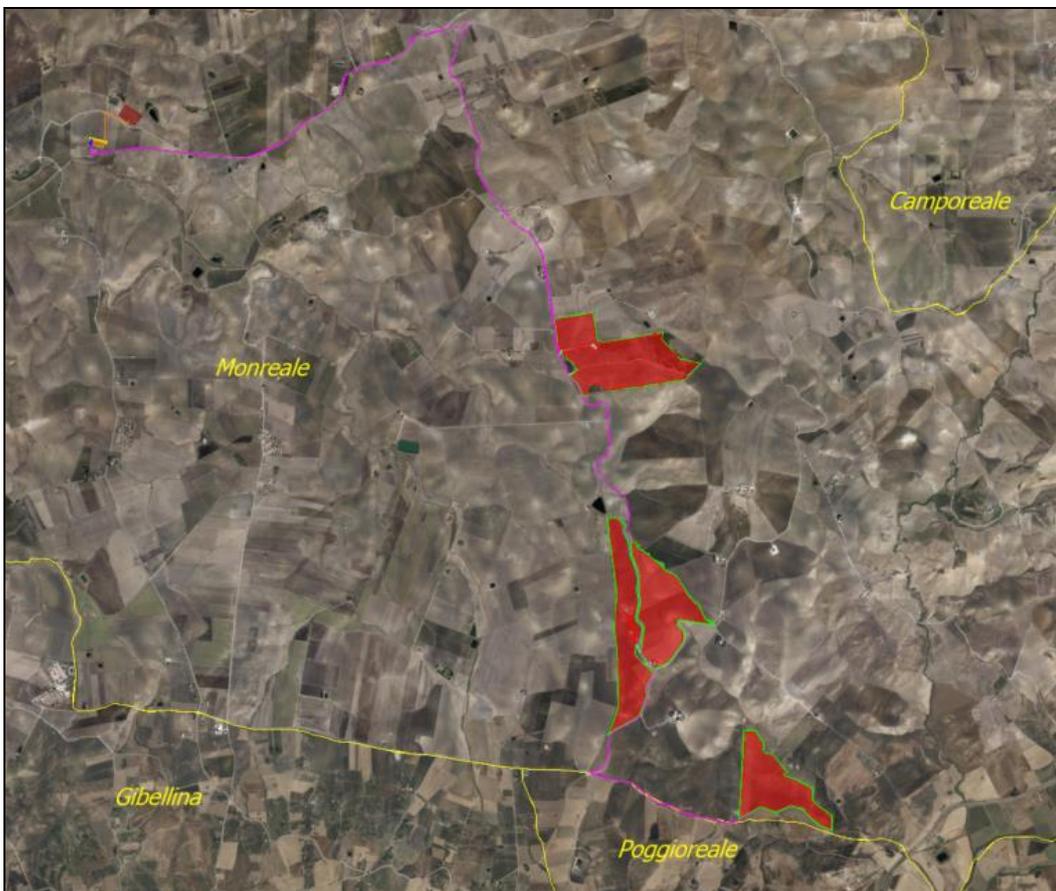


Figura 2: Inquadramento su ortofoto dell'impianto fotovoltaico

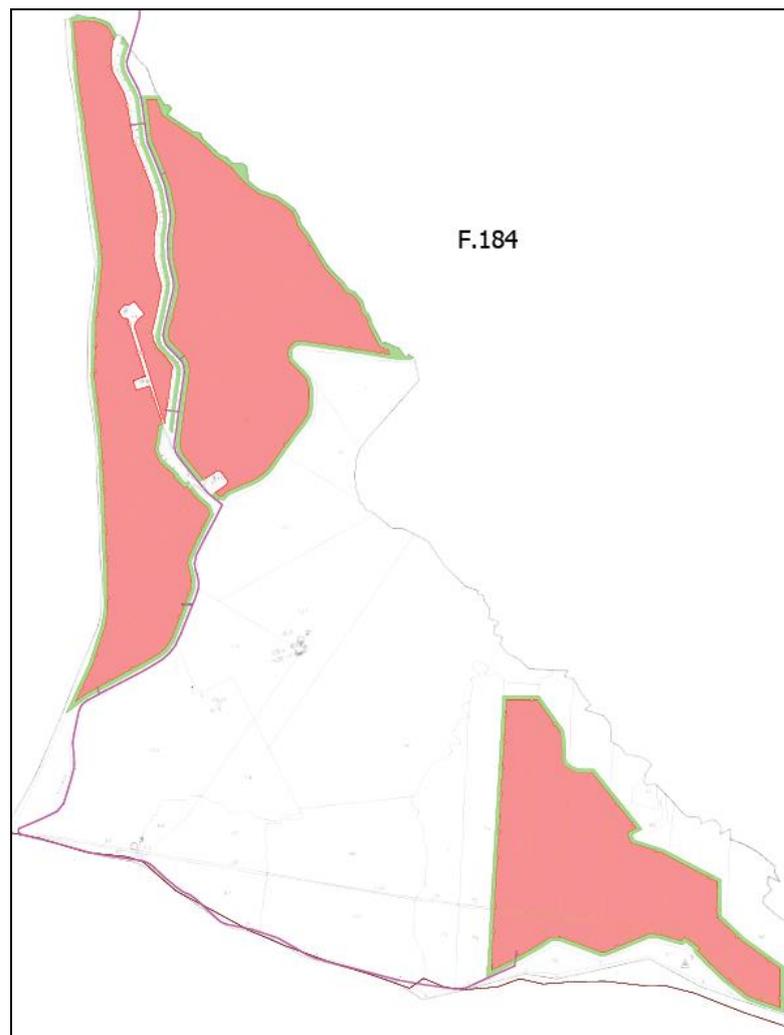
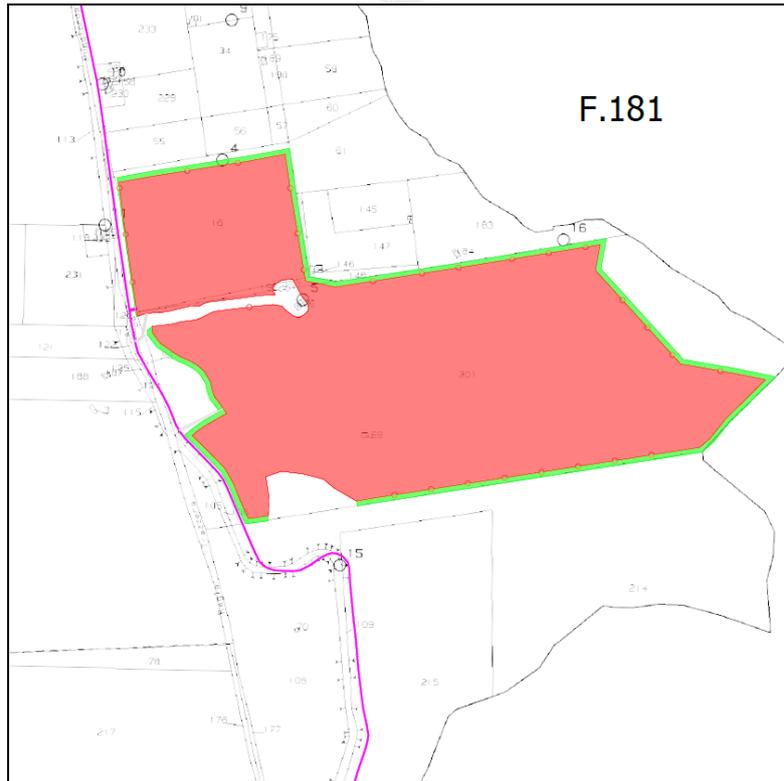


Figura 3: Inquadramento su stralcio catastale dell'impianto fotovoltaico



## 2. DATI DI PROGETTO

<b>PERSONA FISICA/GIURIDICA</b>	
Richiedente	MONREALE SOLAR S.R.L.
<b>SITO</b>	
Ubicazione	Monreale (PA)
Uso	Terreno agricolo
Dati catastali	<b>Monreale:</b> Fogli di mappa nn. 181-183-184
Disponibilità di superficie per moduli	circa 145 ettari
Inclinazione superficie	Basso-Collinare
Fenomeni di ombreggiamento	Assenza di ombreggiamenti rilevanti
Dati relativi al vento	Circolare 4/7/1996
Carico neve	Circolare 4/7/1996
Condizioni ambientali speciali	NO
<b>DATI TECNICI</b>	
Potenza nominale dell'impianto	93,51 MWp
Range di tensione in corrente continua in ingresso al gruppo di conversione	<1500 V
Tensione in corrente alternata in uscita al gruppo di conversione	<1000 V
Tipo di intervento richiesto: Nuovo impianto Trasformazione Ampliamento	SI NO NO
Dati del collegamento elettrico Descrizione della rete di collegamento Tensione nominale (Un) Vincoli della Società RTN	MT neutro isolato Trasporto 30.000 V Codice di rete Terna
Misura dell'energia	Contatore in AT nel punto di consegna per misure UTF e Terna Contatore proprio e UTF sulla MT per la misura della produzione (eventualmente anche sulla BT)
Punto di Consegna	Stazione Elettrica di Smistamento ubicata nel comune di Monreale nel Foglio n. 155

### **3. CARATTERISTICHE GENERALI DELLA CENTRALE FOTOVOLTAICA**

#### ***3.1 Caratteristiche generali della centrale fotovoltaica***

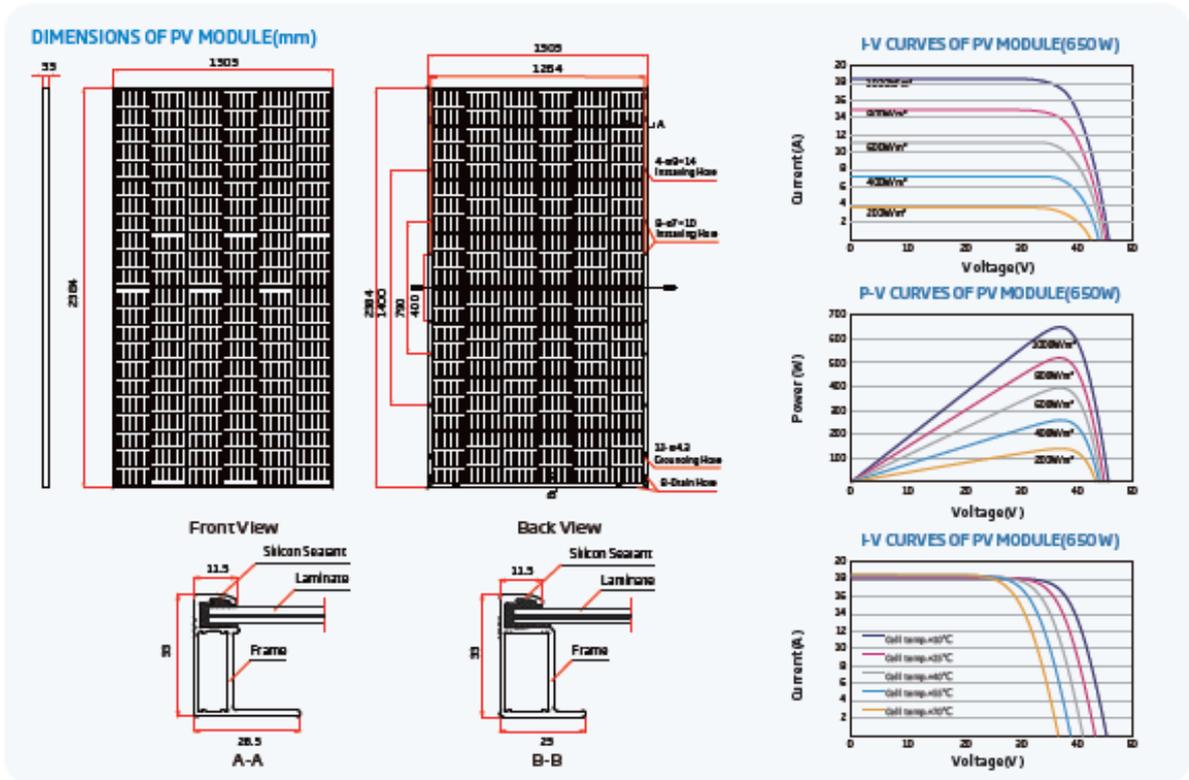
La superficie occupata dall'impianto si svilupperà su tre aree distinte, di diverse dimensioni.

La centrale fotovoltaica per la produzione di energia elettrica in oggetto avrà le seguenti caratteristiche generali:

- potenza installata lato DC: 93,51MWp;
- potenza dei singoli moduli: 665 Wp;
- n. 21 cabine di conversione statica e trasformazione dell'energia elettrica;
- n. 1 cabina di raccolta;
- rete elettrica interna a 1500 V tra i moduli fotovoltaici, e tra questi e le cabine di conversione e trasformazione;
- rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale;
- rete elettrica interna a 30 kV fra le cabine di conversione e trasformazione e fra queste e la cabina di raccolta;
- rete elettrica esterna a 30 kV dalla cabina di raccolta alla sottostazione elettrica MT/AT;
- rete telematica interna di monitoraggio per il controllo dell'impianto fotovoltaico;
- n. 1 sottostazione elettrica MT/AT da collegare in antenna a 220 kV alla nuova futura stazione di Terna S.p.A.

##### ***3.1.1 Moduli fotovoltaici***

I moduli fotovoltaici che saranno installati, in stringhe da 28, avranno una potenza di picco di 665 Wp ciascuno e caratteristiche simili a quelle riportate nella seguente specifica tecnica:



**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power $P_{max}$ - $P_{max}$ (Wp)*	645	650	655	660	665
Power Tolerance - $P_{max}$ (W)	0 - +5				
Maximum Power Voltage - $V_{mp}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - $I_{mp}$ (A)	17.29	17.27	17.31	17.35	17.39
Open Circuit Voltage - $V_{oc}$ (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - $I_{sc}$ (A)	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. \*Measured tolerance  $\pm 2\%$ .

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

Total Equivalent power - $P_{max}$ (Wp)	600	605	701	706	712
Maximum Power Voltage - $V_{mp}$ (V)	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3
Maximum Power Current - $I_{mp}$ (A)	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60
Open Circuit Voltage - $V_{oc}$ (V)	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1
Short Circuit Current - $I_{sc}$ (A)	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79
Irradiance ratio (real front)	10%				

Power Efficiency  $\geq 94.5\%$

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power - $P_{max}$ (Wp)	488	492	495	499	504
Maximum Power Voltage - $V_{mp}$ (V)	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6
Maximum Power Current - $I_{mp}$ (A)	13.98	14.00	14.05	14.10	14.16
Open Circuit Voltage - $V_{oc}$ (V)	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4
Short Circuit Current - $I_{sc}$ (A)	14.75	14.79	14.83	14.87	14.90

NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384x1303x33 mm (93.86x51.30x1.30 Inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 Inches), High Transmission, All Glass Heat Soak Annealed Glass
Encapsulant material	POE/EVA
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 (0.005 Inches²), Nominal: 350/280 mm(13.78/11.02 Inches) Length can be customized
Connector	MCA EV 02 / TS 4*

\*Please refer to the connector specification for specific connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (module operating cell temperature)	43°C ( $\pm 2^\circ$ C)
Temperature Coefficient of $P_{max}$	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of $V_{oc}$	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of $I_{sc}$	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

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

**WARRANTY**

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 2% first year degradation
- 0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

- Modules per box: 33 pieces
- Modules per 40' container: 504 pieces

Figura 4 - Scheda tecnica modulo fotovoltaico

Come riportato nell'allegato 1 del Decreto Ministeriale del 19 febbraio 2007 tutti i componenti dell'impianto, oltre ad essere provati e verificati in laboratori accreditati in conformità alle norme UNI CEI EN ISO/IEC 17025, devono osservare le seguenti condizioni:

$$P_{cc} > 0.85 P_{nom} \cdot \frac{I}{I_{stc}}$$

$$P_{ca} > 0.9 P_{cc}$$

*(quest'ultima condizione deve essere verificata per  $P_{ca} > 90\%$  della potenza di targa del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata).*

Dove:

$P_{cc}$  = Potenza in corrente continua misurata all'uscita del generatore fotovoltaico con precisione migliore del  $\pm 2\%$ ;

$P_{nom}$  = Potenza nominale del generatore fotovoltaico;

$I$  = Irraggiamento in  $W / m^2$  misurato sul piano dei moduli, con precisione migliore del  $\pm 3\%$ ;

$I_{stc}$  =  $1000 W / m^2$ , è l'irraggiamento in condizioni di prova standard;

$P_{ca}$  = Potenza attiva in corrente alternata misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, con precisione migliore del  $\pm 2\%$ .

In particolare verranno adottati criteri di selezione dei moduli per garantire la migliore uniformità delle loro prestazioni elettriche e quindi ottimizzare il rendimento delle stringhe; verranno inoltre utilizzati componenti selezionati e cavi di sezioni adeguate a ridurre le perdite sul lato in corrente continua.

In generale verranno esaminate con i fornitori dei componenti tutte le caratteristiche dei componenti stessi che hanno impatto con il rendimento del sistema, verranno individuati tutti gli accorgimenti volti a migliorarlo e verranno adottate le misure conseguenti.

Va considerato poi un decremento nel tempo dell'efficienza dei moduli dovuta al degrado dei componenti o all'insorgere di problemi di laminazione; sulla base di risultati sperimentali ottenuti da enti europei di ricerca (JRC di Ispra, LEEE-TiSo) si è valutata una perdita della producibilità massima del 10% al ventesimo anno di vita dell'impianto ed una perdita media del 5% nell'arco dei 20 anni di vita dell'impianto, con un'equivalente riduzione dell'energia prodotta.

A seguito delle verifiche di compatibilità inverter-stringa si è individuato un numero di moduli per stringa pari a 28.

Le verifiche effettuate al fine di coordinare inverter e stringa fotovoltaica sono le seguenti:

- La massima tensione a vuoto del generatore PV, corrispondente alla minima tensione ipotizzabile, non deve superare la massima tensione di ingresso tollerata dall'inverter;

- La minima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla massima temperatura di esercizio dei moduli (70 °C) con un irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>, non deve essere inferiore alla minima tensione di funzionamento dell'MPPT dell'inverter;
- La massima tensione MPP del generatore fotovoltaico, valutata alla minima temperatura di installazione dei moduli (-10°C) con un irraggiamento di 1000 W/m<sup>2</sup>, non deve superare la massima tensione di funzionamento dell'MPP dell'inverter;
- La massima corrente del generatore fotovoltaico nel funzionamento MPP non superi la massima corrente di ingresso tollerata dall'inverter

### **3.1.2 Gruppo di conversione CC/CA (Inverter)**

In base alle caratteristiche elettriche determinate con il dimensionamento del sistema, saranno selezionati inverter trifase aventi potenza nominale in c.a. pari a 4200 kW (a  $\cos\phi$  1). A tal proposito, si fa presente che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie disponibili sul mercato europeo al momento della costruzione, e quindi, poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.

Dall'analisi effettuata risultano richieste le seguenti caratteristiche principali:

- 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).

L'inverter sarà certificato CE e munito di opportuna certificazione sia sui rendimenti che sulla compatibilità elettromagnetica.

Technical Data	SC 4000 UP	SC 4200 UP
<b>DC side</b>		
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25 °C / at 50 °C)	880 to 1325 V / 1050 V	921 to 1325 V / 1050 V
Min. DC voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	849 V / 1030 V	891 V / 1071 V
Max. DC voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V
Max. DC current $I_{DC, max}$	4750 A	4750 A
Max. short-circuit current $I_{DC, SC}$	8400 A	8400 A
Number of DC inputs	Busbar with 26 connections per terminal, 24 double pole fused (32 single pole fused)	
Number of DC inputs with optional DC coupled storage	18 double pole fused (36 single pole fused) for PV and 6 double pole fused for batteries	
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	
Integrated zone monitoring	○	
Available PV fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A	
Available battery fuse size (per input)	750 A	
<b>AC side</b>		
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	4000 kVA <sup>12)</sup> / 3600 kVA	4200 kVA <sup>12)</sup> / 3780 kVA
Nominal AC active power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	3200 kW <sup>12)</sup> / 2880 kW	3360 kW <sup>12)</sup> / 3024 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom}$ (at 35 °C / at 50 °C)	3850 A / 3465 A	3850 A / 3465 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>11)</sup>	600 V / 480 V to 720 V	630 V / 504 V to 756 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>9)</sup>	> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>8) 10)</sup>	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited	
<b>Efficiency</b>		
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.8% / 98.6% / 98.5%	98.8% / 98.7% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>		
Input-side disconnection point	DC load break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I & II	
AC overvoltage protection (optional)	Surge arrester, class I & II	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP54 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>		
Dimensions (W / H / D)	2815 / 2318 / 1588 mm (110.8 / 91.3 / 62.5 inch)	
Weight	< 3700 kg / < 8158 lb	
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>1)</sup> / average <sup>4)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 370 W	
Internal auxiliary power supply	○ Integrated 8.4 kVA transformer	
Operating temperature range (optional) <sup>4)</sup>	(-40 °C) -25 °C to 60 °C / (-40 °F) -13 °F to 140 °F	
Noise emission <sup>7)</sup>	65.0 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C / -40 °F to 140 °F	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C / -40 °F to 158 °F	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL <sup>1)</sup> 1000 m / 2000 m <sup>11)</sup> / 3000 m <sup>11)</sup>	● / ○ / ○ ● / ○ / -	
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h	
<b>Features</b>		
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Supply for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	AR-N 4110, AR-N 4120 <sup>13)</sup> , Arrêté du 23/04/08, CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, IEEE1547, UL 840 Cat. IV	
EMC standards	IEC 55011, IEC 61000-6-2, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001	
● Standard features ○ Optional – not available		
Type designation	SC 4000 UP	SC 4200 UP

Figura 5 - Scheda tecnica convertitore

### 3.1.3 Layout impianto

L'impianto si distribuisce su tre aree: per l'area a nord sono state utilizzate strutture a inseguimento solare monoassiale, mentre nell'area centrale e sud sono state utilizzate strutture fisse inclinate a 25°. Attraverso idonee linee i moduli fotovoltaici si congiungeranno agli string

box, distribuiti all'interno del campo fotovoltaico, e da questi agli inverter centralizzati presenti nelle cabine di conversione e trasformazione.

Per la realizzazione delle strutture di supporto non saranno necessarie opere in calcestruzzo, il che faciliterà enormemente la dismissione dell'impianto a fine vita e diminuirà drasticamente le modificazioni subite dal suolo; inoltre tutte le strutture potranno essere riciclate, successivamente alla loro dismissione, sul mercato del ferro. Compatibilmente con le caratteristiche geotecniche del sito, nella fase esecutiva, sarà valutata la possibilità di adottare la tecnica del predrilling.

L'area a disposizione per l'installazione dell'impianto permette l'installazione dei pannelli fotovoltaici realizzando un layout del generatore fotovoltaico che eviti l'ombreggiamento dei moduli tra file parallele e da parte di ostacoli perimetrici. La superficie disponibile e la struttura portamoduli permette di orientare i pannelli est-ovest, condizione che massimizza l'energia producibile.

## **4. OPERE CIVILI**

### ***4.1 Caratteristiche generali***

Tutti i materiali dovranno possedere la marcatura CE, dove applicabile.

Le strutture non avranno bisogno di opere in calcestruzzo per le fondazioni, a meno che in fase esecutiva si rendesse necessario per porzioni di aree. I pali delle strutture saranno direttamente infissi nel terreno.

Saranno necessarie opere di fondazione nell'area della sottostazione elettrica di trasformazione AT/MT per la posa in opera dei fabbricati dei locali tecnici e per le fondazioni delle apparecchiature elettromeccaniche, nonché per la posa delle cabine elettriche di campo al fine di regolarizzare il piano di posa delle stesse.

Il piano di imposta delle strutture di fondazione sarà regolarizzato e bonificato preliminarmente mediante uno strato di calcestruzzo magro, spesso almeno 15 cm, di resistenza caratteristica non inferiore a  $R_{ck} 15 \text{ N/mm}^2$ . Per le strutture di fondazione si userà calcestruzzo di resistenza caratteristica non inferiore a  $R_{ck} 30 \text{ N/mm}^2$ .

### ***4.2 Recinzione perimetrale***

Le varie aree di centrale saranno dotate di recinzione in rete metallica galvanizzata e di un cancello carrabile. La rete metallica come recinzione è stata scelta al fine di ridurre gli impatti; inoltre sarà posta, nelle zone dove l'impianto risulta visibile da infrastrutture e fabbricati, anche in disuso e in completo stato di abbandono, una fascia di mitigazione. La posa in opera della recinzione a maglia rettangolare sarà a pali infissi direttamente nel terreno in modo da ridurre al minimo l'impatto sull'ambiente circostante ed evitare l'utilizzo di calcestruzzo, tranne nel caso in cui la geologia del terreno non permetta l'infissione dei pali.

Il cancello d'ingresso sarà realizzato in acciaio zincato, sorretto da pilastri in scatolare metallico. Le dimensioni saranno tali da permettere un agevole ingresso dei mezzi pesanti impiegati in fase di realizzazione e manutenzione. In fase esecutiva sarà considerata la possibilità di dotare il cancello di azionamento elettrico.

### ***4.3 Piazzale, strade di accesso e viabilità di servizio***

La circolazione all'interno alla centrale fotovoltaica sarà garantita dalla presenza di una apposita viabilità, di larghezza pari a 4 m, da realizzarsi lungo il perimetro e all'interno delle stesse aree, solo dove strettamente necessario a raggiungere le cabine.

Per l'esecuzione dei nuovi tratti di viabilità interna sarà effettuato uno sbancamento di 40 cm, ed il successivo riempimento con un pacchetto stradale così formato:

- un primo strato, di spessore pari a 20 cm, realizzato con massicciata di pietrame di pezzatura variabile tra 4 e 7 cm;
- un secondo strato, di spessore pari a 15 cm, realizzato con pietrisco di pezzatura variabile tra 2,5 e 3 cm;
- un terzo strato, di livellamento, di spessore pari a 5 cm realizzato con stabilizzato.

La particolare ubicazione della centrale fotovoltaica adiacente le strade provinciali e comunali permetterà un facile trasporto in sito dei materiali per la costruzione e realizzazione della stessa.

#### **4.4 Cavidotti**

Per la realizzazione dei cavidotti, saranno eseguiti scavi di profondità variabile tra 75 e 150 cm (cfr. DW23006D-P08), e di larghezza variabile in funzione dei cavidotti da porre in opera. Si procederà quindi con:

- scavo a sezione ristretta;
- posizionamento allettamenti in sabbia di cava lavata;
- pose dei cavi BT;
- posa dei cavi MT a trifoglio, e tritubo per i cavi di segnale;
- riempimento con sabbia di cava lavata;
- posa di uno o più nastri segnalatori (per i cavidotti MT);
- posa di tegolino di protezione meccanica per i cavi
- rinterro con materiale arido proveniente dagli scavi, opportunamente vagliato se necessario, preventivamente approvato dalla D.L.;
- eventuale ripristino della pavimentazione stradale nel caso di attraversamenti di strade asfaltate e brecciate.

I cavi saranno direttamente interrati tranne nei casi in cui sia necessaria una maggiore protezione meccanica, realizzata con tubazioni in PVC o PEAD. Le eventuali tubazioni saranno a loro volta rinfiancate con sabbia (o terra vagliata) e lo scavo sarà riempito con materiale di risulta. Il cavo direttamente interrato garantisce una maggiore portata a parità di sezione rispetto al caso di cavo in tubo.

#### **4.5 Prefabbricati per cabine di monitoraggio**

I manufatti saranno costituiti da struttura monolitica autoportante completamente realizzata e rifinita nello Stabilimento di produzione del Costruttore. La struttura sarà conforme alle norme CEI ed alla legislazione in materia.

L'armatura interna del fabbricato dovrà essere totalmente collegata elettricamente per creare una gabbia di Faraday a protezione dalle sovratensioni di origine atmosferica ed a limitazione delle tensioni di passo e contatto.

L'elemento scatolare tipico, risulterà formato da:

- n. 4 pareti verticali esterne;
- n. 1 soletta di copertura smontabile;
- n. 1 pavimento interno realizzato in ripresa di getto, solidale alle pareti stesse
- eventuali pannelli divisorii interni;
- basamento di fondazione di tipo prefabbricato a vasca, che fuoriesce dal p.c. di circa 10 cm.

Le caratteristiche della cabina sono tali da garantire:

- grado di sismicità  $S = 12$ ;
- grado di protezione IP = 33 (Norme CEI 70-1).

Le pareti esterne dovranno essere prive di giunzioni e trattate con rivestimento che garantisca il perfetto ancoraggio sul manufatto, l'impermeabilizzazione, l'inalterabilità del colore e la stabilità agli sbalzi di temperatura.

Gli ingressi dei cavi dovranno essere tamponati in modo da impedire l'ingresso dell'acqua e di animali. Nei cunicoli, la sistemazione dei cavi entranti nei quadri deve garantire il raggio minimo di curvatura.

Le normali condizioni di funzionamento delle apparecchiature installate, sono garantite da un sistema di ventilazione naturale ottenuto con griglie di aerazione. Le griglie del fabbricato dovranno essere secondo l'unificazione Enel e i disegni progettuali e dovranno essere provviste di rete antinsetto.



## 5. OPERE DI ELETRIFICAZIONE

Tutti i materiali impiegati nella realizzazione dei lavori dovranno essere conformi alle prescrizioni indicate nella presente specifica tecnica, nelle norme CEI, alle dimensioni unificate secondo le tabelle UNEL e provvisti del marchio IMQ (quando ammessi al regime del marchio) e marchio CE. Essi dovranno essere nuovi di costruzione e dovranno inoltre essere scelti per qualità e provenienza di primarie case costruttrici e fra quanto di meglio il mercato sia in grado di fornire. Particolare attenzione dovrà essere posta nella scelta delle apparecchiature in considerazione anche della continuità del servizio e della facilità di manutenzione.

### 5.1 Elettrodotti MT

#### 5.1.1 Cavi

I cavi impiegati per l'impianto fotovoltaico saranno del tipo unipolari **ARE4H5E 18/30 KV** o similari con posa a "trifoglio" ad una profondità di circa 120 cm o 150 cm dal piano campagna, direttamente interrati e protetti con protezione meccanica tramite lastre o tegoli. Le sezioni utilizzate saranno di 240 e 630 mm<sup>2</sup> per i collegamenti fra le cabine di conversione e trasformazione e fra queste e la cabina di raccolta, di 6x3x1x630mm<sup>2</sup> per il collegamento della cabina di raccolta alla sottostazione utente.

Il conduttore sarà in alluminio a corda rotonda compatta di alluminio e tra il conduttore e l'isolante in mescola in polietilene reticolato (qualità DIX8), sarà interposto uno strato di semiconduttore estruso. Tra l'isolante e lo schermo metallico invece sarà interposto uno strato di semiconduttore a mescola estrusa che, a sua volta sarà coperto da un rivestimento protettivo costituito da un nastro semiconduttore igroespandente. La schermatura sarà fatta mediante un nastro di alluminio avvolto a cilindro longitudinale. Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi, dovrà essere posato sotto la pavimentazione, a non meno di 20 cm dal tegolino di protezione, un nastro di segnalazione in polietilene.

Il cavo suddetto è definito a campo radiale in quanto, essendo ciascuna anima rivestita da uno schermo metallico, le linee di forza elettriche risultano perpendicolari agli strati dell'isolante.

La scelta dell'alluminio come materiale conduttore del cavo è stata determinata dalla più ampia reperibilità sul mercato e dal più basso costo, ma soprattutto da considerazioni di sicurezza tipicamente legate ad eventi locali. Infatti, l'esperienza in altri cantieri ha evidenziato l'improponibilità dell'utilizzo di cavi in rame a causa dei ripetuti furti e danneggiamenti subiti dai cavi in fase di posa che hanno reso estremamente difficoltoso il normale svolgimento della costruzione degli elettrodotti.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata fatta considerando:

- le correnti di impiego pari alle correnti massime generate dall'impianto fotovoltaico. Tali valori di corrente risultano sovradimensionati e quindi di tipo conservativo in quanto i valori massimi reali, comunque inferiori ai valori indicati, si otterranno solo in determinate condizioni di funzionamento, funzione di diversi parametri quali per esempio le condizioni atmosferiche, rendimento delle apparecchiature ecc.
- le portate dei cavi per la tipologia di posa (norma CEI 20-21);
- il contenimento delle perdite di linea.

I coefficienti di calcolo per la portata dei cavi (profondità di posa, condizioni termiche, ecc.) sono stati assunti secondo le seguenti ipotesi:

- resistività termica del terreno pari a  $2,0^{\circ}\text{K m/W}$  (in fase di progettazione esecutiva sarà effettuata una misura di resistività termica del terreno lungo il tracciato previsto, in modo tale da effettuare una correzione del valore se risultasse più alto);
- fattori di riduzione quando nello scavo sono presenti condutture affiancate;
- temperatura terreno pari a  $20^{\circ}\text{C}$  (CEI 20-21 A.3);
- condizioni di posa con la situazione termica più critica.

La scelta della sezione è stata effettuata considerando che il cavo deve avere una portata  $I_z$  uguale o superiore alla corrente di impiego  $I_b$  del circuito.

### **5.1.2** *Temperatura di posa*

Durante le operazioni di installazione la temperatura dei cavi per tutta la loro lunghezza e per tutto il tempo in cui essi possono venir piegati o raddrizzati non deve essere inferiore a quanto specificato dal produttore del cavo.

### **5.1.3** *Segnalazione della presenza dei cavi*

Al fine di evitare danneggiamenti nel caso di scavo da parte di terzi, lungo il percorso dei cavi dovrà essere posato sotto la pavimentazione un nastro di segnalazione in polietilene.

Nell'attraversamento di aree private fino all'imbocco delle strade pubbliche dovrà essere segnalata la presenza dell'elettrodotto interrato posizionando l'opportuna segnaletica.

### **5.1.4** *Prova di isolamento*

Successivamente alle operazioni di posa e comunque prima della messa in servizio, l'isolamento dei cavi a MT, dei giunti e dei terminali, sarà verificato attraverso opportune misurazioni secondo le CEI 11-17. La tensione di prova dell'isolamento in corrente continua dovrà essere pari a quattro volte la tensione nominale stellata.

### **5.1.5 Giunzioni e terminazioni MT**

Per le giunzioni elettriche si devono utilizzare connettori di tipo a compressione diritti in alluminio adatti alla giunzione di cavi in alluminio ad isolamento estruso con ripristino dell'isolamento con giunti diritti adatti al tipo di cavo in materiale retraibile. Per la terminazione dei cavi scelti e per l'attestazione sui quadri in cabina si devono applicare terminali unipolari per interno con isolatore in materiale retraibile e capicorda di sezione idonea.

### **5.1.6 Tubazioni**

In casi particolari e secondo la necessità la protezione meccanica potrà essere realizzata mediante tubazioni di materiale plastico (PVC), flessibili, di colore rosso, a doppia parete con parete interna liscia, rispondenti alle norme CEI EN 50086-1 e CEI EN 50086-2-4 e classificati come normali nei confronti della resistenza all'urto.

## **5.2 Cabine di Conversione e Trasformazione**

All'interno dei locali di conversione avverrà il passaggio da corrente continua a corrente alternata per mezzo di convertitori statici trifase aventi potenza nominale in c.a. pari a 4200 kW (a  $\cos\phi$  1) con caratteristiche idonee alla scelta dei pannelli fotovoltaici costituenti i singoli sottocampi. Tali apparecchi saranno dotati di idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere sia il lato in corrente continua che il lato in corrente alternata. Le cabine saranno prefabbricate realizzate in cemento armato vibrato (c.a.v.), complete di vasca fondazione del medesimo materiale, assemblate con inverter, trasformatori BT/MT e quadri di media tensione, posate su un magrone di sottofondazione in cemento. Le cabine avranno dimensioni pari 12,00 x 3,00 x 2,95 m (lung. x larg. x alt.), e saranno internamente suddivise nei seguenti tre vani:

- il vano conversione, in cui è alloggiato l'inverter;
- il vano trasformazione, in cui è alloggiato il trasformatore BT/MT;
- il vano quadri di media tensione, in cui sono alloggiati i quadri elettrici di media tensione.

All'interno di tali cabine, avverrà l'elevazione di tensione a 30.000 V in corrente alternata, così da poter convogliare l'energia prodotta dal campo fotovoltaico verso la stazione elettrica di smistamento per essere ceduta all'Ente distributore.

Gli scomparti previsti in cabina sono:

- inverter;
- trasformatore elevatore MT/BT;
- celle MT (partenza, arrivo, protezione trafo MT/BT).

*Si fa presente inoltre che l'inverter verrà scelto in funzione delle tecnologie ad oggi disponibili sul mercato europeo; e poiché la tecnologia fotovoltaica è in rapido sviluppo, si presume che dal momento della progettazione definitiva alla realizzazione, tali tecnologie potrebbero*

*cambiare; pertanto gli inverter che verranno presi in considerazione saranno ovviamente quelli di ultima generazione.*



## **6. SOTTOSTAZIONE DI TRASFORMAZIONE E IMPIANTO DI CONSEGNA**

### ***6.1 Sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT***

La sottostazione MT/AT rappresenterà sia il punto di raccolta dell'energia prodotta dal campo fotovoltaico che il punto di trasformazione del livello di tensione da 30 kV a 220 kV, per consentire il trasporto dell'energia prodotta fino al punto di consegna della rete di trasmissione nazionale. Quest'ultimo corrisponderà alla nuova futura sottostazione elettrica di smistamento (SE) della RTN, nella quale, la linea in cavo interrato a 220 kV proveniente dall'adiacente sottostazione MT/AT, si attesterà ad uno stallo di protezione AT.

#### ***6.1.1 Locale celle MT di arrivo***

Le celle MT delle linee in arrivo dal campo fotovoltaico, sono posizionate all'interno di un prefabbricato locato nella sottostazione elettrica. Queste, di tipo protetto per interni, sono unità modulari così composte:

- arrivo Linea Trafo TR1 AT/MT, dotata di n. 1 interruttore motorizzato ( $I_n=2000A$ ,  $V_m=36kV$ ,  $I_{th}=25kA$ ) e n. 1 sezionatore di terra con interblocco ( $I_n=1250A$ ,  $V_m=36kV$ );
- misure, dotata di un trasformatore di misura voltmetrico con n. 3 secondari;
- trasformatore TRSA, dotata di n. 1 sezionatore sotto carico ( $I_n=630A$ ,  $V_m=36kA$ ) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra e n. 1 fusibile (6.3A,  $V_m=36kV$ );
- n. 3 riserve, dotate di n. 1 sezionatore ( $I_n=630A$ ,  $V_m=36kA$ ) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra, n. 1 interruttore motorizzato con interblocco ( $I_n=630A$ ,  $V_m=36kA$ ,  $I_{th}=16kA$ ).
- arrivo linea L1, dotata n. 1 sezionatore ( $I_n=2000A$ ,  $V_m=36kA$ ) interbloccato con n. 1 sezionatore di terra, n. 1 interruttore motorizzato con interblocco ( $I_n=2000A$ ,  $V_m=36kA$ ,  $I_{th}=25kA$ );

#### ***6.1.2 Montante AT***

La sottostazione AT/MT comprenderà un montante AT, che sarà principalmente costituita da uno stallo trasformatore 220/30 kV, da una terna di sbarre e uno stallo linea.

Lo stallo trasformatore AT/MT sarà composto da:

- trasformatore di potenza AT/MT;
- terna di scaricatori AT;
- terna di TV induttivi AT;
- terna di TA in AT;
- interruttore tripolare AT;

- sezionatore tripolare AT con lame di terra.

Lo stallo linea invece sarà formato da:

- terna di TV induttivi AT di sbarra;
- sezionatore tripolare con lame di messa a terra sbarre;
- due terne di TV capacitivi AT;
- interruttore tripolare AT;
- terna di TA in AT;
- sezionatore tripolare AT con lame di terra;
- terna di scaricatori AT
- terminali AT per la consegna in stazione TERNA.

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicato un fabbricato suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, il magazzino, i servizi igienici, il gruppo elettrogeno, ecc.

In ottemperanza alle indicazioni TERNA la sottostazione prevederà anche l'aggiunta di ulteriori stalli produttore per altri utenti.

### **6.1.3** *Impianto di terra*

L'impianto di terra sarà costituito, conformemente alle prescrizioni della Norma CEI EN 50522 ed alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, da una maglia di terra realizzata con conduttori nudi in rame elettrolitico di sezione pari a 120 mm<sup>2</sup>. Per le connessioni agli armadi verranno impiegati conduttori di sezione opportuna.

In base alle prescrizioni di TERNA potrà essere necessario anche un collegamento dell'impianto di terra della sottostazione con quello dell'impianto di consegna AT.

### **6.1.4** *RTU della sottostazione e dell'impianto AT di consegna*

Tale sistema deve rispondere alle specifiche TERNA S.p.A. Le caratteristiche degli apparati periferici RTU devono essere tali da rispondere ai requisiti di affidabilità e disponibilità richiesti e possono variare in funzione della rilevanza dell'impianto.

La RTU dovrà svolgere i seguenti compiti:

- interrogazione delle protezioni della sottostazione, per l'acquisizione di segnali e misure attraverso le linee di comunicazione;
- comando della sezione AT e MT della sottostazione;
- acquisizione di segnali generali di tutta la rete elettrica;
- trasmettere a TERNA S.p.A. i dati richiesti dal Regolamento di Esercizio, secondo i criteri e le specifiche dei documenti TERNA.

La RTU sarà comandabile in locale dalla sottostazione tramite un quadro sinottico che riporterà lo stato degli organi di manovra di tutta la rete MT e AT, i comandi, gli allarmi, le misure delle grandezze elettriche.

#### **6.1.5 SCADA**

Il sistema SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition) deve essere modulare e configurabile secondo le necessità e configurazione basata su PC locale con WebServer per l'accesso remoto.

La struttura delle pagine video del sistema SCADA deve includere:

- schema generale di impianto;
- pagina allarmi con finestra di pre-view;
- schemi dettagliati di stallo.

Lo SCADA dovrà acquisire, gestire e archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e la manutenzione, nonché i tracciati oscillografici generati dalle protezioni.

## **7. SICUREZZA DELL'IMPIANTO**

### ***7.1 Protezione da corto circuiti sul lato c.c. dell'impianto***

Gli impianti FV sono realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di un determinato numero moduli FV, a loro volta realizzati attraverso il collegamento in serie/parallelo di celle FV inglobate e sigillate in un unico pannello d'insieme. Pertanto gli impianti FV di qualsiasi dimensione conservano le caratteristiche elettriche della singola cella, semplicemente a livelli di tensione e correnti superiore, a seconda del numero di celle connesse in serie (per ottenere tensioni maggiori) oppure in parallelo (per ottenere correnti maggiori).

Negli impianti fotovoltaici la corrente di corto circuito dell'impianto non può superare la somma delle correnti di corto circuito delle singole stringhe. Essendo le stringhe composte da una serie di generatori di corrente (i moduli fotovoltaici) la loro corrente di corto circuito è di poco superiore alla corrente nel punto di massima potenza.

### ***7.2 Protezione da contatti accidentali lato c.c.***

Le tensioni continue sono particolarmente pericolose per la vita. Il contatto accidentale con una tensione di oltre 500 V. c.c., che è la tensione tipica delle stringhe, può avere conseguenze letali. Per ridurre il rischio di contatti pericolosi il campo fotovoltaico, lato corrente continua, è assimilabile ad un sistema IT cioè flottante da terra. La separazione galvanica tra il lato corrente continua e il lato corrente alternata è garantita dalla presenza del trasformatore BT/MT.

In tal modo perché un contatto accidentale sia realmente pericoloso occorre che si entri in contatto contemporaneamente con entrambe le polarità del campo. Il contatto accidentale con una sola delle polarità non ha praticamente conseguenze, a meno che una delle polarità del campo non sia casualmente a contatto con la massa. Per prevenire tale eventualità gli inverter sono muniti di un opportuno dispositivo di rivelazione degli squilibri verso massa, che ne provoca l'immediato spegnimento e l'emissione di una segnalazione di allarme.

### ***7.3 Protezione dalle fulminazioni***

Un campo fotovoltaico correttamente collegato a massa, non altera in alcun modo l'indice ceramico della località di montaggio, e quindi la probabilità di essere colpito da un fulmine.

I moduli fotovoltaici sono in alto grado insensibili alle sovratensioni atmosferiche, che invece possono risultare pericolose per le apparecchiature elettroniche di condizionamento della potenza. Per ridurre i danni dovuti ad eventuali sovratensioni i quadri di parallelo sottocampi sono muniti di varistori su entrambe le polarità dei cavi d'uscita. I varistori, per prevenire eventuali incendi, saranno segregati in appositi scomparti antideflagranti. In caso di

sovratensioni i varistori collegano una od entrambe le polarità dei cavi a massa e provocano l'immediato spegnimento degli inverter e l'emissione di un segnale d'allarme.

#### ***7.4 Sicurezza sul lato c.a. dell'impianto***

La limitazione delle correnti del campo fotovoltaico comporta analogia limitazione anche nelle correnti in uscita dagli inverter. Corti circuiti sul lato alternata dell'impianto sono tuttavia pericolosi perché possono provocare ritorni da rete di intensità non limitata. Per l'interruttore MT in SF6 è equipaggiato con una protezione generale di massima corrente e una protezione contro i guasti a terra.

#### ***7.5 Impianto di messa a terra***

All'interno del campo fotovoltaico sarà realizzata una rete di terra costituita da dispersori in corda di rame nudo della sezione minima di 50 mm<sup>2</sup>, interrati ad una profondità di almeno 0,5 m. A tale rete saranno collegate tutte le strutture metalliche di supporto dei moduli e la recinzione.

La maglia di terra afferente alle cabine (di conversione e trasformazione "PCU" e di raccolta "MTR"), rispetterà rigorosamente la normativa, in particolare la Norma CEI EN 50522 e alle prescrizioni della Guida CEI 99-5, che dettano le prescrizioni da seguire per realizzare un impianto di terra a regola d'arte, in modo da attenersi a quanto segue:

- Avere sufficiente resistenza meccanica ed alla corrosione;
- Essere in grado di sopportare da un punto di vista termico le correnti di guasto prevedibili;
- Evitare danni ai componenti elettrici;
- Garantire la sicurezza delle persone contro le tensioni presenti sull'impianto di terra per effetto delle elevate correnti di guasto a terra.

L'impianto di dispersione per la messa a terra delle cabine sarà realizzato mediante anello di rame nudo avente sezione pari a 50 mm<sup>2</sup>, interrato alla profondità di almeno 80 cm dal piano di calpestio, integrato da n. 4 picchetti in acciaio di sezione minima 50 mm<sup>2</sup> a lunghezza 1,5 m, installati uno per ogni angolo in opportuni pozzetti prefabbricati.

Le giunzioni tra i conduttori costituenti la maglia di dispersione e tra questi ultimi e i conduttori di terra saranno realizzate mediante morsetti a compressione in rame.

Il collegamento del conduttore di terra alle strutture metalliche sarà realizzato mediante capicorda a compressione diritti, in rame stagnato con bullone in acciaio zincato.

L'efficienza di tale impianto verrà verificata attraverso apposita misura della resistenza di terra ed eventualmente delle tensioni di passo e di contatto.

Il collegamento interno-esterno della rete di terra sarà realizzato con connettori in acciaio inox.

L'impianto di dispersione, attraverso conduttori di terra, fa capo a collettori posti all'interno dei locali, attraverso i quali si effettua il collegamento a terra tutte le masse presenti nel locale, nonché tutti gli schermi dei cavi entrati ed uscenti.

Tutti gli inserti metallici previsti saranno connessi elettricamente all'armatura del manufatto.

Prima della messa in servizio dell'impianto, saranno effettuate le verifiche dell'impianto di terra previste dal DPR 22 ottobre 2001 n. 462.

\*\*\*\*\*