



REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNI DI LUCERA e TROIA



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRI-VOLTAICO DA
REALIZZARE NEL COMUNE DI LUCERA (FG) LOCALITA'
MONTARATRO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEL
COMUNE DI TROIA, DI POTENZA PARI A **75.490,24 kWp**,
DENOMINATO "LUCERA"

PROGETTO DEFINITIVO

Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici del progetto



livello prog.	Codice Pratica STMG	N° elaborato	DATA	SCALA
PD	202000419	WUM6CC6_A18	22.03.2022	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
1	28/02/2024	Aggiornamento della soluzione di connessione			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



ENTE

PROGETTAZIONE



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

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



Il Progettista

Il Progettista

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica
rinnovabile attraverso tecnologia solare agrivoltaica**

denominato

“LUCERA”

*Disciplinare descrittivo e prestazionale
degli elementi tecnici*

Sommario

1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI	2
1.1 Generalità	2
1.2 Layout di impianto	5
2. CARATTERISTICHE TECNICHE	11
2.1 Moduli fotovoltaici	11
2.2 Strutture di supporto	12
2.3 Cavi BT	15
2.4 Quadri parallelo stringhe	16
2.5 Locali Conversione-Trasformazione	17
2.6 Dispositivi di generatore DDG	19
2.7 Trasformatori AT/BT	19
2.8 Linee elettriche a 30 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori	20
2.9 Quadro elettrico in cabina di Raccolta	24
2.10 Quadri servizi ausiliari	25
2.11 Gruppi di misura dell'energia	25
2.12 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto	25
3. SICUREZZA ELETTRICA	Errore. Il segnalibro non è definito.
3.1 Protezione dalle sovracorrenti	Errore. Il segnalibro non è definito.
3.2 Protezione contro i contatti diretti	Errore. Il segnalibro non è definito.
3.3 Protezione contro i contatti indiretti	Errore. Il segnalibro non è definito.

1. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO E CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E STRUTTURALI

1.1 Generalità

La Società “**HF SOLAR 7 S.r.l.**” intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile, attraverso tecnologia fotovoltaica, integrato da attività agricola, da connettere alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN. Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, l'impianto di produzione risulta suddiviso in due sezioni di generazione denominate “**Plot 1 da 51.890,16 kWp**” e “**Plot 2 da 23600,08 kWp**”, per una potenza complessiva di **75.490,240 kWp**, le quali verranno realizzate in località Montaratro su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Lucera Foglio 149, p.lle 313, 295, 56, 57, 58, 93, 94, 60, 67, 72, 274, 296, 316, 353, 356, 315, 70, 71, 373, 355, e F. 150 p.lle 32, 33, 34, 57 e 140.



Figura 1: inquadramento area di impianto

Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto ed identificato con Codice Pratica 202000419, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV su un futuro ampliamento della Stazione Elettrica di Trasformazione 380/150/36 kV denominata “Troia”.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione con la sezione a 150 kV di una Stazione Elettrica RTN:

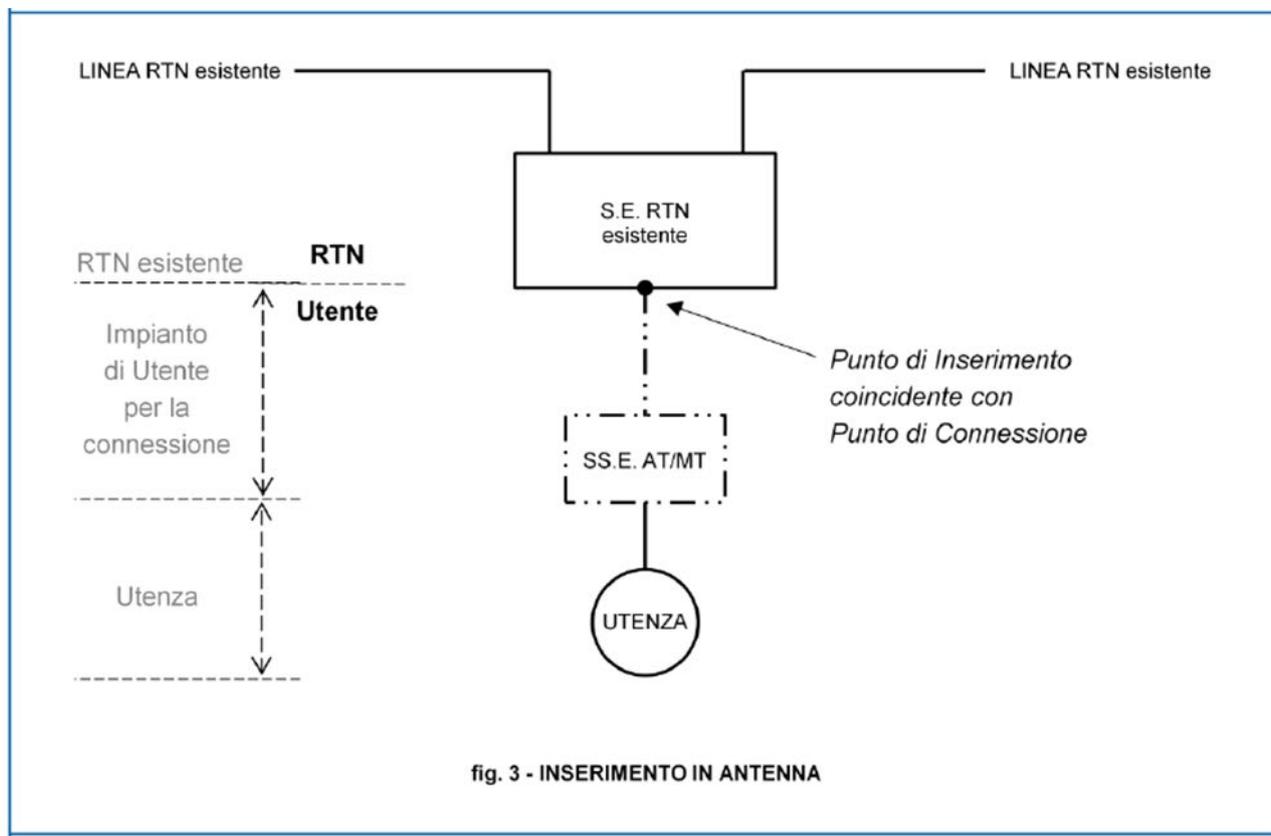


Figura 2: impianto di produzione collegato in antenna con la sezione a 150 kV di una Stazione Elettrica RTN

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Elettrica, Reti e Ambiente, il nuovo elettrodotto a 150 kV per il collegamento della centrale alla citata SE costituisce "**Impianto di Utenza per la Connessione**", mentre lo stallo arrivo produttore nella suddetta stazione costituisce "**Impianto di Rete per la Connessione**". La restante parte di impianto, a valle dell'Impianto di Utenza per la Connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come "**Impianto di Utenza**".

Ciascuna delle due sezioni di generazione verrà collegata con la sezione MT della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, a sua volta collegata con la SE RTN a mezzo di un elettrodotto AT in cavo interrato.



Figura 3: inquadramento territoriale su catastale dell'area di impianto; è stato rappresentato in nero il tracciato a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza (rettangolo in verde); in arancione l'ampliamento della Stazione Elettrica di Troia e in magenta la Stazione Elettrica di Troia.

Considerando che l'impianto sarà sottoposto ad ***Iter di Procedura Unica Ambientale***, ai sensi del D.Lgs. n° 152 del 2006 e s.m.i. e ad ***Autorizzazione Unica***, ai sensi del D.Lgs. n° 387 del 2003 e s.m.i., la Società Proponente espletterà direttamente la procedura autorizzativa fino al conseguimento dell'autorizzazione, oltre che per l'impianto di produzione, anche per le Opere di Rete strettamente necessarie per la connessione alla RTN indicate nella "***Soluzione Tecnica Minima Generale di Connessione – STMG***" descritta nel preventivo di connessione sopra citato.

Il progetto dell'Impianto di Rete per la connessione, verrà elaborato in piena osservanza della “*Soluzione Tecnica Minima Generale*” e sottoposto al Gestore di Rete ai fini della verifica di congruità e rilascio del parere tecnico di rispondenza.

1.2 Layout di impianto

L'impianto fotovoltaico oggetto della presente relazione tecnica, risulta suddiviso in due sezioni di generazione denominate “*Plot 1 da 51.890,16 kWp*” e “*Plot 2 da 23.600,08 kWp*” per una potenza complessiva di **75.490,24 kWp**, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli scelti, in fase di progettazione definitiva, per realizzare il generatore.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento (che influiscono sulla producibilità energetica) e garantire adeguati spazi per la conduzione dell'attività agricola, degli ingombri delle Cabine di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta e della cabina di raccolta.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici “*Trina Solar Bifacciali da 670 Wp*” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali, al fine di massimizzare la producibilità energetica, verranno montati su strutture di tipo tracker PVH da 28, 56 e 84 moduli.

ELECTRICAL DATA (STC)								
Peak Power Watts- P_{MAX} (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance- P_{MAX} (W)	0 ~ +5							
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency η_m (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

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

Total Equivalent power - P_{MAX} (Wp)	680	685	690	696	701	706	712	717
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.35	18.39	18.44	18.48	18.52	18.56	18.60	18.63
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	19.48	19.54	19.59	19.63	19.69	19.74	19.79	19.84
Irradiance ratio (rear/front)	10%							

Power Bifaciality 70±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{MAX} (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage- V_{OC} (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current- I_{SC} (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

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	2384×1303×35 mm (93.86×51.30×1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	35mm(1.38 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 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}	-0.34%/°C	Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Temperature Coefficient of V_{OC}	-0.25%/°C		1500V DC (UL)
Temperature Coefficient of I_{SC}	0.04%/°C	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: 31 pieces
- Modules per 40' container: 558 pieces

Figura 4: datasheet moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2500 kVA**, a ciascuno dei quali verranno collegate in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva.

SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2300-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁽¹⁾⁽⁶⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ⁽¹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ⁽¹⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ⁽¹⁾⁽¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ⁽⁷⁾ / European efficiency ⁽⁸⁾ / CEC efficiency ⁽¹⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs side disconnection point		DC load-break switch	
Outputs side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
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)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁽⁴⁾ / partial load ⁽¹⁾ / average ⁽⁴⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁽⁶⁾	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Noise emission ⁽¹⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60 °C / -40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	-40 to 70 °C / -40 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 ⁽¹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
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		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (FO MM, Cat-5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE 1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC-2500-EV-10	SC-2750-EV-10	SC-3000-EV-10

Figura 5: datasheet inverter centralizzati

Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Il dimensionamento del generatore fotovoltaico è stato eseguito applicando il criterio della superficie disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici da **670 Wp BIFACCIALI**, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili in commercio, presentano rendimenti di conversione più elevati.

L'impianto sarà suddiviso nei seguenti sottocampi:

- Sottocampo 1 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 2 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 3 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 4 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 5 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 6 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 7 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 8 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 9 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 10 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 11 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 12 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 13 – 3695,72 kWp
- Sottocampo 14 – 3845,8 kWp
- Sottocampo 15 – 3939,6 kWp
- Sottocampo 16 – 3939,6 kWp
- Sottocampo 17 – 3939,6 kWp

- Sottocampo 18 – 3939,6 kWp
- Sottocampo 19 – 3939,6 kWp
- Sottocampo 20 – 3902,08 kWp

Complessivamente si dovranno realizzare **4042 stringhe elettriche costituite da 28 moduli da 670Wp in serie** da distribuire sui **20 inverter Centralizzati** scelti.

Le stringhe fotovoltaiche saranno collegate in parallelo tra loro attraverso appositi **quadri di parallelo stringhe**, alloggiati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli fotovoltaici. Da ciascun quadro di parallelo, partirà una linea in corrente continua che arriverà fino al locale inverter dove verrà eseguito il collegamento al corrispondente inverter.

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un **quadro elettrico generale di bassa tensione** equipaggiato con **dispositivi di generatore** (tipicamente interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale) uno per ogni inverter e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico, attraverso il quale verrà realizzato il collegamento con l'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT.

Per ogni sottocampo si utilizzerà un **trasformatore elevatore** installato all'interno di un locale di trasformazione dedicato, la cui funzione è quella di innalzare la tensione del generatore fotovoltaico a 30 kV. Le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse tra loro e collegate al quadro elettrico generale di pertinenza della sezione di generazione, a mezzo di linee elettriche di media tensione in cavo interrato.

Di seguito si riporta l'insieme degli elementi costituenti l'Impianto di Utente:

- 112670 moduli fotovoltaici da 670Wp;
- 4024 stringhe fotovoltaiche costituite da 28 moduli da 670Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 20 inverter centralizzati con potenza di 3000 kVA;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 31 quadri elettrici generali di bassa tensione, ciascuno dotato di interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale (dispositivi di generatore), uno per ogni gruppo di conversione, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico per la protezione dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore BT/MT;
- N° 20 trasformatori MT/BT da 3150 kVA;
- N° 10 locali di conversione e trasformazione di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 locale di raccolta di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 linea elettrica a 30 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x400) mm² lunga circa 1370 m
- N° 1 linea elettrica a 30 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm² lunga circa 1530 m
- N° 1 linea elettrica a 30 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm² lunga circa 1555 m
- N° 1 linea elettrica a 30 kV in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x630) mm² lunga circa 13,8 km

2. CARATTERISTICHE TECNICHE

2.1 Moduli fotovoltaici

Premettendo che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in sede di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento di massima del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli in silicio monocristallino di potenza pari a 670Wp di tipo bifacciale, *Trina Solar Bifacciali da 670Wp costituiti da 132 celle*.

Le caratteristiche elettriche tipiche dei moduli, misurate in condizioni standard STC (AM=1,5; E=1000 W/m²; T=25 °C) sono di seguito riportate:

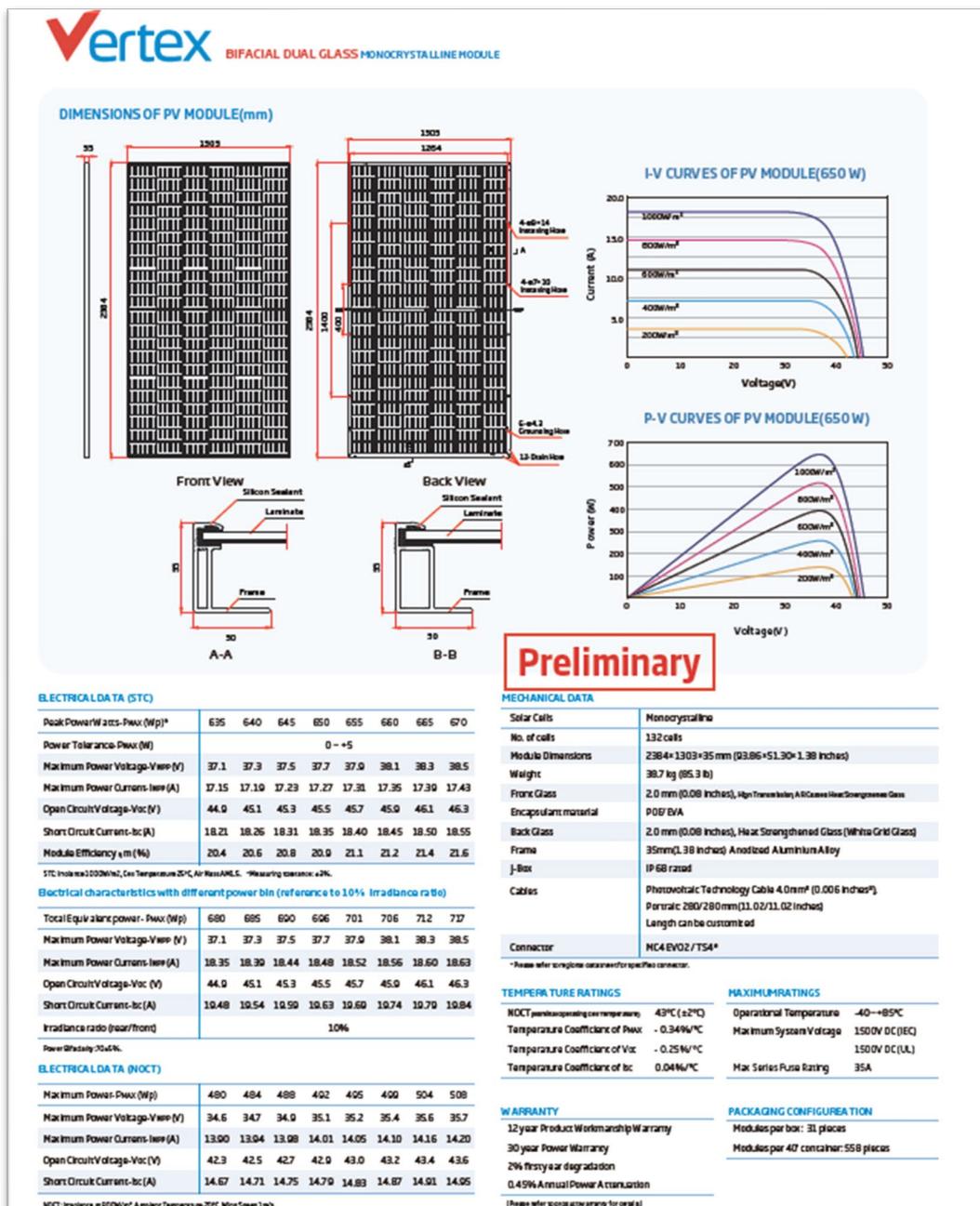


Figura 6: caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici

2.2 Strutture di supporto

L'impianto progettato si avvale di inseguitori monoassiali di rollio ad asse orizzontale (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo al suolo, orientato NORD-SUD, con inseguimento EST-OVEST). Le strutture sono costituite da tubolari metallici in acciaio opportunamente dimensionati; si attestano orizzontalmente ad un'altezza di circa 2,40 m in fase di riposo, mentre in fase di esercizio raggiungono una quota massima di circa 4,20 metri di altezza massima rispetto alla quota del terreno.

Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo. In fase esecutiva l'inseguitore potrà essere sostituito da altri analoghi modelli, anche di altri costruttori concorrenti (ad es. ZIMMERMANN ed altri) in relazione allo stato dell'arte della tecnologia al momento della realizzazione del Parco, con l'obiettivo di minimizzare l'impronta al suolo a parità di potenza installata.

Le strutture di sostegno dei moduli sono costituite da profili metallici in acciaio zincato a caldo opportunamente dimensionati, che posizionati orizzontalmente seguendo la giacitura del terreno. Tale struttura a reticolo viene appoggiata a pilastri di forma rettangolare di medesima sezione ed infissi nel terreno ad una profondità variabile in funzione delle caratteristiche litologiche del suolo.

Si tratta di una struttura metallica costituita essenzialmente da:

- Il corpo di sostegno disponibile come sostegno singolo o articolato a seconda del numero di moduli da applicare. La leggerezza dell'alluminio e la robustezza dell'acciaio raggiungono un'ottima combinazione e attraverso il profilo monoblocco vengono evitate ulteriori giunzioni suscettibili alla corrosione e alla maggiore applicazione;
- Le traverse sono rapportate alle forze di carico. Tutti i profili sono integrati da scanalature che permettono un facile montaggio. Le traverse sono fissate al sostegno con particolari morsetti. Le traverse sono dotate del pregiato Klick-System;
- Le fondazioni costituite semplicemente da un profilato in acciaio zincato a caldo conficcato nel terreno disponibile in più lunghezze standard. La forma del profilo supporta ottimamente i carichi statici e dinamici. Rispetto ai profili laminati il risparmio di materiale è del 50%.

Sinteticamente i vantaggi della struttura utilizzata si possono così riassumere:

- Logistica
 - Alto grado di prefabbricazione;
 - Montaggio facile e veloce;
 - Componenti del sistema perfettamente integrati.
- Materiali
 - Materiale interamente metallico (alluminio/inox) con notevole aspettativa di durata;
 - Materiali altamente riciclabili;
 - Aspetto leggero dovuto alla forma dei profili ottimizzata.
- Costruzione
 - Facilità di installazione di moduli laminati o con cornice;
 - Possibilità di regolazione per terreni accidentati;
 - Facile e vantaggiosa integrazione con un sistema parafulmine.
- Calcoli statici
 - Forza di impatto del vento calcolata sulla base delle più recenti e aggiornate conoscenze scientifiche e di innovazione tecnologiche;
 - Traverse rapportate alle forze di carico;
 - Ottimizzazione di collegamento fra i vari elementi.

Per l'elaborato specifico in cui sono riportate piante, prospetti e particolari della struttura si rimanda all'elaborato Tavola sui Particolari tracker monoassiali.



Figura 7: Rappresentazione della struttura di supporto



Figura 8: Rappresentazione della struttura di supporto

2.3 Cavi BT

All'interno dell'impianto di utenza si individuano due tipologie di cavi di bassa tensione:

- cavi di bassa tensione in c.a. per il collegamento dei quadri elettrici di bassa tensione agli avvolgimenti di bassa tensione di trasformatori e agli inverter;
- cavi elettrici di bassa tensione in c.c. per il collegamento degli ingressi in corrente continua degli inverter ai quadri di parallelo stringhe, e da questi alle stringhe fotovoltaiche.

Per il cablaggio dei moduli e per il collegamento tra le stringhe e i quadri di campo sono previsti cavi solari in doppio isolamento o equivalenti appositamente progettati per l'impiego in campi FV per la produzione di energia.

CARATTERISTICHE TECNICHE:

- Conduttore: rame elettrolitico, stagnato, classe 5 secondo IEC 60228
- Isolante: HEPR 120 °C
- Max. tensione di funzionamento 1,5 kV CC Tensione di prova 4kV, 50 Hz, 5 min.
- Intervallo di temperatura Da - 50°C a + 120°C
- Durata di vita attesa pari a 30 anni In condizioni di stress meccanico, esposizione a raggi UV, presenza di ozono, umidità, particolari temperature.
- Verifica del comportamento a lungo termine conforme alla Norma IEC 60216
- Resistenza alla corrosione
- Ampio intervallo di temperatura di utilizzo
- Resistenza ad abrasione
- Ottimo comportamento del cavo in caso di incendio: bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi
- Resistenza ad agenti chimici
- Facilità di assemblaggio
- Compatibilità ambientale e facilità di smaltimento.

La sezione dei cavi per i vari collegamenti è tale da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio e tali da garantire in ogni sezione una caduta di tensione non superiore al 2%. La portata dei cavi (I_z) alla temperatura di 60°C indicata dal costruttore è maggiore della corrente di cortocircuito massima delle stringhe.

Per la realizzazione delle stringhe fotovoltaiche verranno utilizzati cavi solari H1Z2Z2-K, mentre per la realizzazione della restante parte di circuiti in corrente continua verranno utilizzati cavi elettrici ordinari, opportunamente dimensionati dal punto di vista dell'isolamento e della sollecitazione termica.

Le linee saranno in cavo interrato all'interno di tubazione protettiva in PVC, posta ad una profondità di posa adeguata. I tubi protettivi avranno un diametro almeno 1,4 volte quello del cavo o del cerchio circoscritto ai cavi, per permettere un facile infilaggio.

All'interno della trincea di scavo la presenza dei cavi elettrici verrà segnalata con apposito nastro di segnalazione che verrà posato lungo lo scavo.

Le modalità di posa dei cavi BT in corrente alternata (in cunicoli, tubi protettivi, sottopavimento, etc...) verranno definite in fase di progettazione esecutiva.

2.4 Quadri parallelo stringhe

I quadri di parallelo stringhe QPS hanno la funzione di collegare in parallelo le varie stringhe di moduli.

I QPS verranno montati direttamente sulle strutture di supporto dei moduli e saranno equipaggiati con le seguenti apparecchiature:

- N. 1 IMS con fusibile per ciascuna stringa;
- N. 1 diodo di blocco per ciascuna stringa;
- N.1 sezionatore sotto carico;
- N.1 scaricatore allo stato solido da 800Vca per ogni polo.

La struttura dei QPS sarà in resina autoestinguente con portina frontale trasparente montata su cerniere e munita di battuta in neoprene. Ciascun quadro sarà provvisto di staffe di ancoraggio e di ingressi e uscite cavi muniti di pressacavo.

Tutte le apparecchiature saranno accessibili singolarmente per il controllo e l'eventuale asportazione senza necessità di rimuovere quelle adiacenti; le sbarre di collegamento saranno di rame elettrolitico e i cavi unipolari di sezione opportuna.

La morsettiera generata conterrà uno o più contatti dell'impianto di terra, dove saranno collegate tutte le parti metalliche facenti parte del quadro stesso.

I quadri, adatti per l'installazione all'esterno, avranno le seguenti caratteristiche:

- a) materiale antiurto ed autoestinguente;
- b) inalterabilità per temperatura -10 / +50 °C;
- c) grado di protezione IP 65.

I suddetti quadri di campo realizzano il sezionamento ed il parallelo delle stringhe dei moduli provenienti dal campo fotovoltaico.

Esse disporranno al loro interno dell'elettronica necessaria per il cablaggio nonché protezione contro scariche provocate da fulmini e rotture dei moduli stessi. Dalle cassette di derivazione partiranno i cavi di collegamento (rivestiti in pvc o in gomma) fino al locale di conversione in cui sono contenuti gli inverter. Tutti i cavi utilizzati sono rispondenti alla norma CEI 20-22.

2.5 Locali Conversione-Trasformazione

I locali di conversione e trasformazione atti ad alloggiare ognuno:

- N.2 Inverter Centralizzato e N.2 Trasformatore in resina AT/BT (ed in taluni casi un Trasformatore servizi ausiliari)

Saranno costituiti da container da 40' del tipo High-cube, di dimensioni di circa 12x3x3 m (L x l x h):

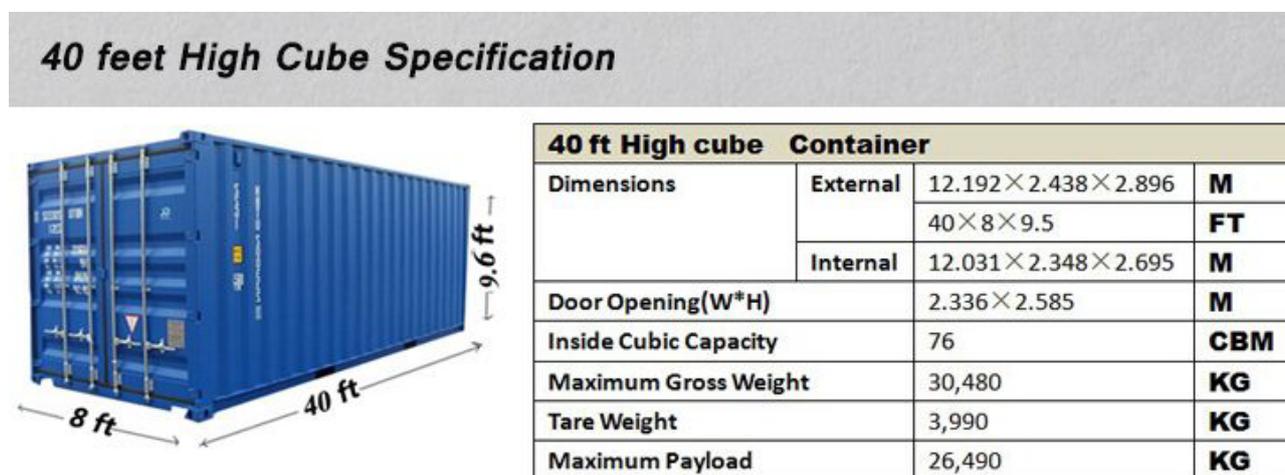


Figura 9: locali di conversione dell'energia elettrica di tipo container

Nel dettaglio saranno presenti nell'impianto 10 da 40' del tipo High-cube per la conversione e trasformazione.

Ed uno per la cabina di raccolta d'impianto.

2.5.1 Inverter

In fase di progettazione definitiva, sono stati scelti inverter centralizzati **Sunny Central 2500-EV** ad ognuno dei quali confluirà il relativo quadro di parallelo. Caratteristiche dell'inverter:

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25 °C / at 35 °C / at 50 °C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1500 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25 °C / at 50 °C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at $\cos \varphi = 1$ (at 35 °C / at 50 °C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at $\cos \varphi = 0.8$ (at 35 °C / at 50 °C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, nom} = \text{Max. output current } I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power	< 3% at nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ^{1) 8)}	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ⁹⁾
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
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)		IP65 / IP34 / IP34	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁸⁾	-25 to 60 °C / -13 to 140 °F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60 °C / -40 to 140 °F		
Temperature range (storage)	-40 to 70 °C / -40 to 158 °F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0 % to 95%		

Figura 10: datasheet inverter scelti in fase di progettazione definitiva

2.6 Dispositivi di generatore DDG

La configurazione impiantistica adottata prevede la presenza di n°24 dispositivi di generatore la cui apertura, comandata da un apposito sistema di protezione, determina la separazione del gruppo di generazione dalla rete, consentendo all'impianto stesso l'eventuale funzionamento in isola sui carichi privilegiati.

2.7 Trasformatori MT/BT

Per ciascun sottocampo è previsto l'utilizzo di un *trasformatore di potenza isolato in resina*, dimensionato in funzione della potenza nominale dell'inverter sotteso. Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, è previsto l'utilizzo di trasformatori di potenza da 2.500 kVA, le cui caratteristiche tecniche sono deducibili dalla scheda tecnica di seguito allegata.

Potenza (kVA)	Perdite a vuoto (W)	Perdite a carico a 120°C (W)	Tensione di Cortocircuito (%)	Livello di rumorosità (dB)	Lunghezza A (mm)	Larghezza B (mm)	Altezza C (mm)	D (mm)	E (mm)	F (mm)	Peso totale (kg)
250	1280	4.000	6	67	1510	750	1470	520	125	40	1370
400	1650	5.700	6	69	1560	950	1660	670	160	50	1760
630	2200	8000	6	71	1660	950	1790	670	160	50	2330
800	2.700	9600	6	72	1730	1100	1910	670	160	50	2730
1000	3100	11500	6	73	1770	1100	2030	820	160	50	3120
1250	3600	14000	6	75	1810	1100	2120	820	160	50	3620
1600	4.200	17000	6	76	1870	1100	2270	820	160	50	4280
2000	5000	21000	6	78	1980	1200	2380	1070	200	70	5090
2500	5800	25.000	6	81	2080	1200	2470	1070	200	70	6010
3150	6700	30000	6	83	2240	1200	2480	1070	200	70	7230

Figura 11: scheda tecnica trasformatori di potenza

Ciascun trasformatore verrà collegato al quadro elettrico generale di bassa tensione con cavi FG7OR 0,6/1 kV, o condotti sbarre, dimensionati per portare almeno la corrente nominale dell'avvolgimento BT del trasformatore.

2.8 Linee elettriche a 30 kV in Cavo interrato di collegamento tra il quadro elettrico in cabina di raccolta ed i trasformatori

Le linee elettriche saranno derivate, ognuna, dal proprio *scomparto partenza linea* del quadro elettrico generale previsto all'interno del Locale di Raccolta ed avranno le caratteristiche di seguito riportate.

2.8.1 Linea elettrica a 30 kV n° 1

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 30 kV n° 1 alimenta in entra-esce le prime quattro cabine di conversione e trasformazione.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} An_i}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- A_{ni} è la potenza apparente della Power Station i -esima, in kVA;
- V_n è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^8 An_i}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{25200 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 405 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 400 mm². Tuttavia, non conoscendo a priori il valore

della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 400) \text{ mm}^2$;
- $I_{zo} = 590 \text{ A}$;
- $U_0/U = 18/30 \text{ kV}$;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

2.8.2 Linea elettrica a 30 kV n° 2

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 30 kV n° 2 alimenta in entra-esce le cabine di conversione e trasformazione 5, 6 e 7.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W ;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^n An_i}{\sqrt{3} \times V_n}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- A_{ni} è la potenza apparente della Power Station i-esima, in kVA;
- V_n è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^6 A_{ni}}{\sqrt{3} \times V_n} = \frac{18900 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 304 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 240 mm². Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$;
- $I_{zo} = 484 \text{ A}$;
- $U_0/U = 18/30 \text{ kV}$;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

2.8.3 Linea elettrica a 30 kV n° 3

Per le ipotesi progettuali adottate, la linea elettrica a 30 kV n° 3 alimenta in entra-esce i trasformatori 8, 9 e 10.

Per il dimensionamento elettrico è stato applicato il criterio termico, ipotizzando, in questa fase della progettazione, delle condizioni di posa e di installazione di tipo standard:

- cavi posati direttamente nel terreno (posa diretta);
- profondità di posa di 1,2 m;
- resistività termica del terreno 1°C m/W;

Per la valutazione della corrente di impiego della linea, si è fatto riferimento alla *condizione di carico più gravosa*, la quale prevede la contemporanea erogazione della potenza apparente nominale da parte dei trasformatori.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di calcolare la corrente di impiego è la seguente:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1} Ani}{\sqrt{3} \times Vn}$$

dove:

- I_B è la corrente di impiego da assumere come riferimento ai fini del dimensionamento della linea;
- A_{ni} è la potenza apparente della Power Station i -esima, in kVA;
- Vn è la tensione nominale della linea, in kV.

Sostituendo i valori si ottiene:

$$I_B = \frac{\sum_{i=1}^6 Ani}{\sqrt{3} \times Vn} = \frac{18900 \times 10^3}{\sqrt{3} \times 36 \times 10^3} \approx 304 \text{ A}$$

Sulla base della corrente di impiego e dei calcoli di verifica (affrontati nella relazione di dettaglio) la prima sezione commerciale utile è quella da 240 mm². Tuttavia, non conoscendo a priori il valore della resistività elettrica del terreno, considerando che questa influisce sulla portata del cavo, la scelta adottata andrà verificata in fase di progettazione esecutiva.

Le caratteristiche del cavo scelto sono di seguito riportate:

- $S = 3 \times (1 \times 240) \text{ mm}^2$;
- $I_{zo} = 484 \text{ A}$;
- $U_0/U = 18/30 \text{ kV}$;
- ARE4H5EX;

Per i calcoli di dimensionamento e di verifica dei cavi, si rimanda alla relazione tecnica "dimensionamento cavi e verifica della c.d.t."

La presenza dei cavi sarà segnalata attraverso un nastro di segnalazione posato a 20 cm al di sopra dei corrugati.

Per maggiori dettagli sul tracciato e sulle modalità di posa, si rimanda alle tavole di progetto allegate.

2.9 Quadro elettrico in cabina di Raccolta

2.9.1 Locale di raccolta

All'interno della Cabina di Raccolta verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione, il cui schema prevede i seguenti scomparti:

- 3 scomparti linea verso il campo fotovoltaico, con sezionatore di sbarra ed interruttore automatico. Vi saranno inoltre le protezioni di massima corrente, alimentate da TA e TV.
- 1 scomparto protezioni trasformatore per servizi ausiliari;
- 1 scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza.

Ciascuno scomparto linea conterrà un dispositivo per la protezione delle linee contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato dai seguenti relè di protezione generale:

- protezione 50 e 51;
- protezione 50N e 51N;
- protezione 67N S₁ e S₂.

all'interno dello scomparto **servizi ausiliari** verrà installato un trasformatore MT/BT da 100 kVA, con il relativo quadro di bassa tensione, per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;
- servizi generali di cabina;

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali vengono alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato “quadro elettrico servizi ausiliari”. Lo scomparto partenza linea verso la sottostazione elettrica di utenza, è costituito da un interruttore corredato dei seguenti relè di protezione:

- 50/51; 50N/51N;
- 67N.S1/67N.S2
- 27;
- 59; 59N
- 81<; 81>;

2.10 Quadri servizi ausiliari

È prevista l'installazione di un quadro elettrico di bassa tensione nella cabina di raccolta da cui verranno derivate le linee elettriche per l'alimentazione dei servizi ausiliari di cabina. Il quadro in oggetto, sarà equipaggiato con interruttori automatici di tipo magnetotermico-differenziale a protezione delle singole derivazioni e un interruttore generale di tipo magnetotermico.

Vi sono inoltre 11 Trasformatori Servizi ausiliari da 100 kVA con altrettanti quadri, ognuno abbinato al locale di conversione e trasformazione di riferimento, dislocati nell'impianto.

2.11 Gruppi di misura dell'energia

È prevista l'installazione di:

- N.20 gruppi di misura dell'energia elettrica prodotta dai campi fotovoltaici;
- N.10 gruppi di misura attraverso cui contabilizzare l'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari dislocati nell'intero impianto;
- N. 1 gruppo di misura di tipo bi-direzionale in cabina di raccolta per contabilizzare l'energia elettrica scambiata con la rete. Il gruppo di misura bi-direzionale sarà collocato in uno scomparto della cabina di raccolta e verrà collegato al trasformatore amperometrico ed al trasformatore voltmetrico all'interno dello Risalita Cavi;

2.12 Valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto

La valutazione delle prestazioni degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata o in termini di energia (con misure relative ad un dato periodo) o in termini di potenza (con misure istantanee) con le modalità di seguito indicate.

2.12.1 Valutazione delle prestazioni in energia

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di energia valutando l'indice di prestazione PR (o indice di prestazione in energia, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sull'energia generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto della radiazione solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

In analogia al PR indicato nella Norma CEI EN 61724, espresso come nell'equazione, si definisce il PR_e come segue:

$$PR_e = E_{ca} / E_{ca_producibile} (H_i, P_n, T_{cel})$$

dove:

$E_{ca_producibile} (H_i, P_n, T_{cel})$ è l'energia producibile in corrente alternata, determinata in funzione della radiazione solare incidente sul piano dei moduli (H_i), della potenza nominale dell'impianto (P_n) e della temperatura di funzionamento della cella fotovoltaica (T_{cel}).

2.12.2 Valutazione delle prestazioni in potenza

La verifica prestazionale degli impianti fotovoltaici in fase di avvio dell'impianto viene effettuata in termini di potenza valutando l'indice di prestazione PR_p (o indice di prestazione in potenza, corretto in temperatura).

L'indice di prestazione PR_p evidenzia l'effetto complessivo delle perdite sulla potenza generata in corrente alternata dall'impianto fotovoltaico, dovute allo sfruttamento incompleto dell'irraggiamento solare, al rendimento di conversione dell'inverter e alle inefficienze o guasti dei componenti (inclusi il disaccoppiamento fra le stringhe e gli eventuali ombreggiamenti sui moduli).

Analogamente all'espressione, la verifica delle prestazioni in potenza di un impianto fotovoltaico è effettuata controllando che siano soddisfatti i seguenti vincoli nelle condizioni di funzionamento sotto riportate:

$$PR_p = P_{ca} / P_{ca_producibile_}(G_p, P_n, T_{cel}) = P_{ca} / (R_{fv2} \times G_p / G_{stc} \times P_n) > 0,78 \text{ se } P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$$

0,80 se $P_{inv} > 20 \text{ kW}$

Dove:

- R_{fv2} è calcolato secondo l'espressione;
- P_{inv} è la potenza nominale dell'inverter.

Le condizioni di funzionamento dell'impianto fotovoltaico per la verifica dell'indice prestazionale PR_p in fase di avvio dell'impianto sono le seguenti:

- Irraggiamento sul piano dei moduli (G_p) superiore a 600 W/m^2 ;
- Velocità del vento non rilevante, in riferimento al solarimetro utilizzato;
- Rete del distributore disponibile;
- In servizio tutti gli inverter dell'impianto o della sezione in esame.

La verifica dell'indice prestazionale PR_p viene effettuata operando su tutto l'impianto, se tutte le sue sezioni hanno caratteristiche identiche, o su sezioni dello stesso caratterizzate da:

- Stessa inclinazione e orientazione dei moduli;
- Stessa classe di potenza dell'inverter ($P_{inv} > 20 \text{ kW}$ o $P_{inv} \leq 20 \text{ kW}$);
- Stessa tipologia di modulo (e quindi stesso valore del coefficiente di temperatura di potenza);
- Stessa tipologia di installazione dei moduli (e quindi analoga T_{cel}).

3. SICUREZZA ELETTRICA

3.1 Protezione dalle sovracorrenti

Per la protezione delle linee elettriche di bassa tensione dalle sovracorrenti, è presto l'utilizzo di interruttori automatici dotati di sganciatore termico e magnetico, le cui caratteristiche sono state opportunamente coordinate con quelle del cavo da proteggere attraverso il rispetto delle prescrizioni della Norma CEI 64-8:

$$I_b \leq I_n \leq I_z$$

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

dove:

- I_b è la corrente di impiego della linea;
- I_n è la corrente nominale dell'interruttore;
- I_z è la portata del cavo;
- I è il valore della corrente di cortocircuito nel punto di installazione dell'interruttore;
- t è il tempo di intervento del dispositivo in occasione di guasto;
- K è un coefficiente che dipende dal tipo di cavo utilizzato.

Il rispetto della prima condizione assicura la protezione contro il sovraccarico, mentre per la protezione contro gli effetti termici prodotti in occasione di cortocircuito, è necessario garantire il rispetto della seconda condizione sopra riportata.

La protezione dei trasformatori e delle linee elettriche di alta tensione sarà affidata ad interruttori AT dotati di relè di massima corrente di fase ed omopolare.

3.2 Protezione contro i contatti diretti

Per la protezione contro i contatti diretti verranno adottate misure di protezione totali (isolamento delle parti attive) e parziali (involucri e barriere).

3.3 Protezione contro i contatti indiretti

La protezione contro i contatti indiretti sarà garantita mediante interruzione automatica dell'alimentazione (sistema di protezione attivo) in occasione di guasto di isolamento verso terra di apparecchiature di classe I, e l'utilizzo di apparecchiature di classe II.