



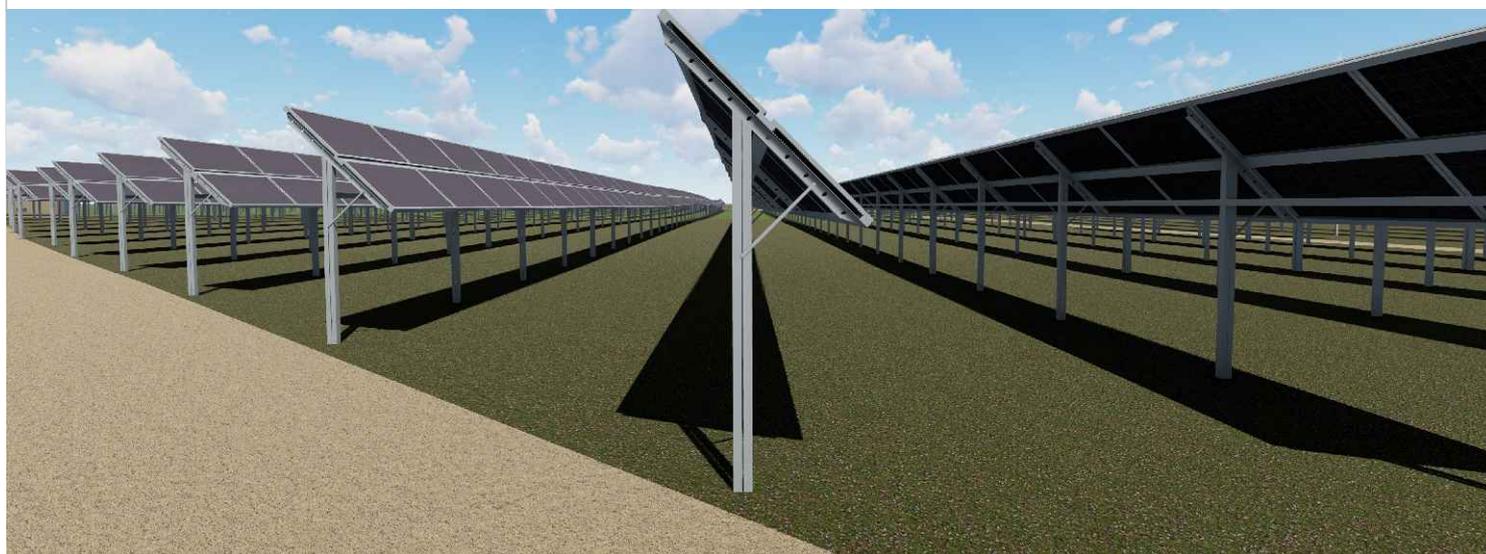
REGIONE EMILIA ROMAGNA
 PROVINCIA DI BOLOGNA
 COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO



PROGETTO IMPIANTO SOLARE AGRIVOLTAICO DA
 REALIZZARE NEI COMUNI DI BARICELLA E MALALBERGO (BO)
 LOCALITA' TRAVALLINO, E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE,
 DI POTENZA PARI A **51.807,28 kW**, DENOMINATO "ALTEDO"

PROGETTO DEFINITIVO

Relazione tecnica campi elettromagnetici e distanze di prima approssimazione



livello prog.	STMG	N. elaborato	DATA	SCALA
PD	346271803	RS06ADD65	08.11.2023	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 18 S.r.l.

ENTE	PROGETTAZIONE  Arch. A. Calandrino Ing. D. Siracusa Arch. M. Gullo Ing. A. Costantino Arch. S. Martorana Ing. C. Chiaruzzi Arch. F. G. Mazzola Ing. G. Schillaci Arch. G. Vella Ing. G. Buffa Dott. Agr. B. Miciluzzo Ing. M. C. Musca	 Il Progettista
------	---	---

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

“ALTEDO”

**Relazione tecnica campi elettromagnetici
e calcolo delle distanze di prima approssimazione**

Progetto definitivo

Sommario

1 Premessa	1
2 Riferimenti Normativi	4
3 Descrizione generale dell'impianto	6
4 Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici	16
4.1 Moduli Fotovoltaici.....	17
4.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta	17
4.2.1 Procedura di calcolo adottata	18
4.2.1.1 Sorgente puntiforme	18
4.2.1.2 Sorgenti filiformi rettilinei	20
4.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA	20
4.2.3 Calcolo della fascia di rispetto secondo il DM 29/05/2008	23
4.4 Linee elettriche 30 kV interne al campo.....	26
4.5 Dorsale a 30 kV di collegamento con la Sezione a 30 kV della Sottostazione Elettrica di Utenza	28
4.6 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/132 kV	28
4.7 Linea elettrica 132 kV in cavo interrato.....	29
5 Conclusioni	32

1 Premessa

La Società HF SOLAR 18 intende realizzare nel territorio comunale dei Comuni di BARICELLA E MALALBERGO (BO), in località Travallino su lotti di terreno distinti al N.T.C. di Baricella Foglio 21 particelle 46, 47, 66, 111, 112, 622, 624, ed al Foglio 12 particelle 1, 37, 45, 46, 66, 67 e 68 e al N.T.C. di Malalbergo (BO) Foglio 43, particelle 58, 60, 61, 62 e 63, al Foglio 44 particelle 2, 3, 29, 30, 31, 32, 33, 34, 35, 36, 37, 38, 39, 40, 41, 42, 43 e 44; ed al Foglio 45 particelle 1, 9, 12, 32, 34, 45, 57, 171, 174, 178, 179, 180 e 182, un impianto agrivoltaico avente una potenza di picco¹ pari a **51.807,28 kWp** il quale, conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione STMG del **10.02.2023** codice di rintracciabilità **346271803**, verrà collegato alla Rete Elettrica di Distribuzione Primaria (Sbarre AT di Cabina Primaria AT/MT ALTEDO).

Al fine di innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete (132 kV) la Società Proponente realizzerà in adiacenza alla Cabina Primaria Altedo una Sottostazione Elettrica di Utenza (SSE) equipaggiata con un singolo stallo di trasformazione MT/AT da 60 MVA isolato in aria. La sezione AT della SSE a sua volta, verrà collegata in antenna con le sbarre AT della CP Altedo a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato elettrificato a 132 kV, previa realizzazione di un nuovo ***Stallo Arrivo Produttore***:

¹ Per potenza di picco si intende la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva valutate in condizioni STC.

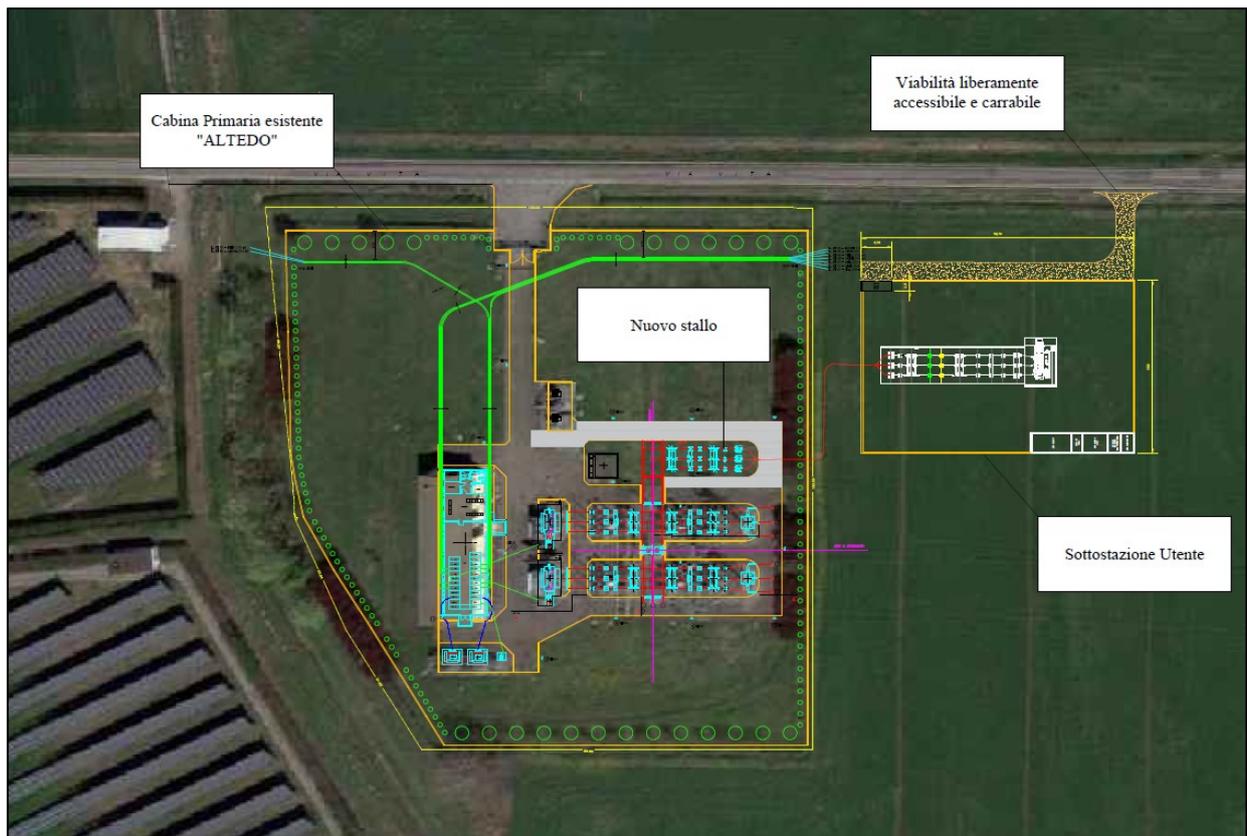


Figura 1: inquadratura territoriale su ortofoto Sottostazione Elettrica di Utenza con rappresentazione del tracciato del cavo AT di collegamento con la Cabina Primaria Altedo

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, all'interno dell'area di impianto è prevista la realizzazione di cabine elettriche di trasformazione BT/MT le quali verranno opportunamente interconnesse tra loro a mezzo di linee elettriche di media tensione in cavo interrato e collegate con il quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito. Da qui verrà derivata una dorsale a 30 kV di collegamento con la sezione MT della Sottostazione Elettrica di Utenza che si svilupperà secondo il tracciato indicato nelle tavole di inquadramento. Quanto descritto, viene rappresentato nello schema a blocchi di seguito riportato:

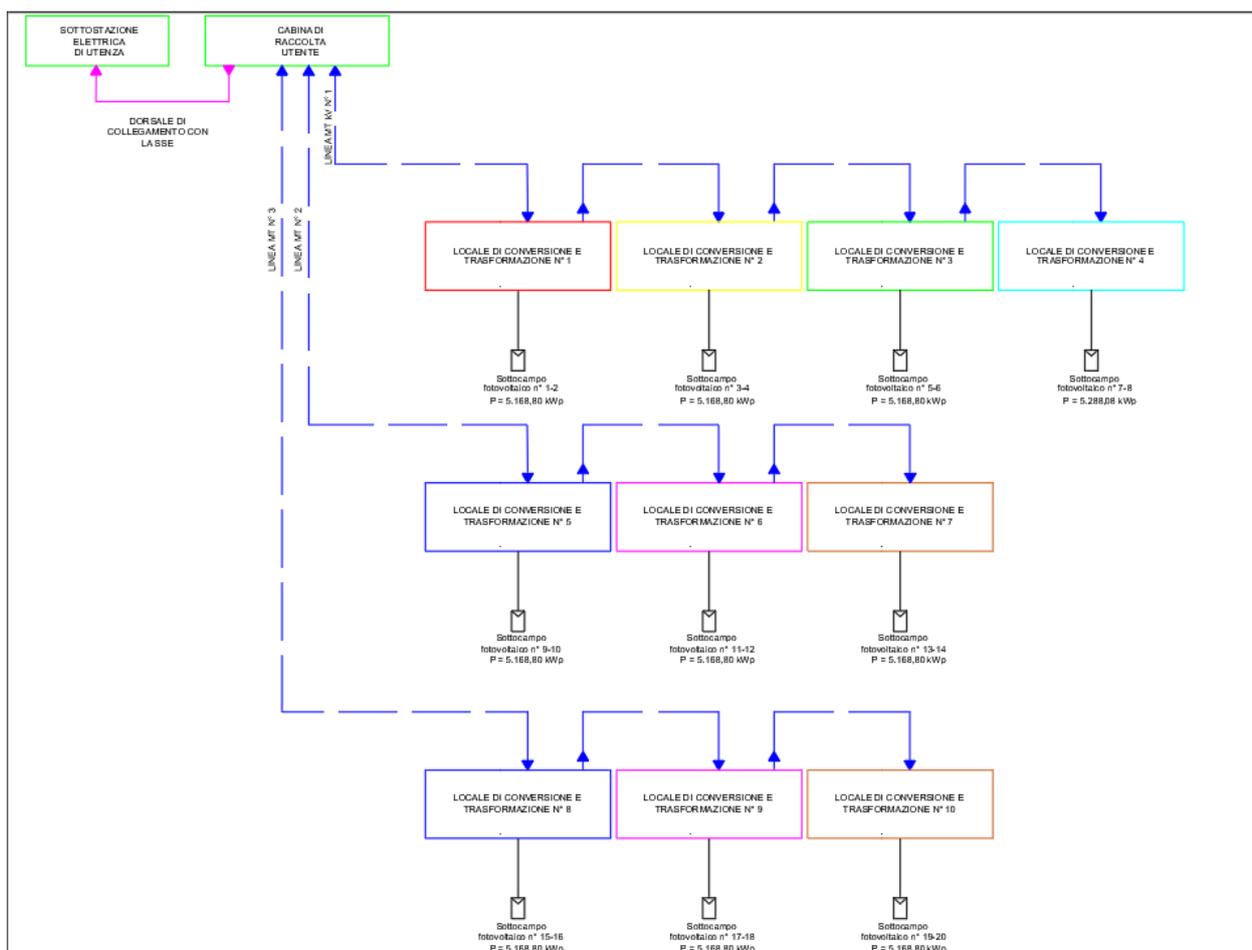


Figura 2: schema a blocchi impianto

La presente relazione, è stata redatta al fine di valutare i campi elettromagnetici generati durante l'esercizio dalle apparecchiature e infrastrutture costituenti l'impianto di Utenza, ai fini della valutazione dell'esposizione umana.

Considerando che il Sistema Elettrico Nazionale è elettrificato in corrente alternata a 50 Hz, i campi elettrici e magnetici generati durante l'esercizio rientrano nella banda ELF (30 – 300 Hz, bassa frequenza) e quindi regolati dal D.P.C.M. 8 luglio 2008 per la determinazione delle fasce di rispetto.

In particolare, ai fini della protezione della popolazione dall'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete generati da linee e cabine elettriche, il D.P.C.M. sopra citato fissa, in conformità alla Legge 36/2001:

- i **limiti di esposizione** del campo elettrico (**5 kV/m**) e del campo magnetico (**100 µT**) per la protezione da possibili effetti a breve termine;

- il **valore di attenzione** (**10 μT**) e l'obiettivo di qualità (**3 μT**) del campo magnetico, da intendersi come mediana nelle 24 ore in normali condizioni di esercizio, per la protezione da possibili effetti a lungo termine connessi all'esposizione nelle aree di gioco per l'infanzia, in ambienti abitativi, in ambienti scolastici e nei luoghi adibiti a permanenza non inferiore a 4 ore giornaliere.

Il valore di attenzione si riferisce ai luoghi tutelati esistenti nei pressi di elettrodotti esistenti, mentre l'obiettivo di qualità si riferisce alla progettazione di nuovi elettrodotti in prossimità di luoghi tutelati esistenti o alla progettazione di nuovi luoghi tutelati nei pressi di elettrodotti esistenti.

Il D.P.C.M. 8 luglio 2003, in attuazione della Legge 36/01 (articolo 4 comma 1 lettera h), introduce la metodologia di calcolo delle fasce di rispetto, definita nell'allegato al Decreto 29 maggio 2008. Detta fascia, comprende tutti i punti nei quali, in normali condizioni di esercizio, il valore di induzione magnetica può essere maggiore o uguale all'obiettivo di qualità.

Al fine di agevolare/semplificare l'iter autorizzativo relativo alla costruzione ed esercizio di linee e cabine elettriche, la metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto, prevede una procedura semplificata di valutazione, con l'introduzione della Distanza di Prima Approssimazione (DPA)², la quale permette, nella maggior parte delle situazioni, una valutazione esaustiva dall'esposizione ai campi magnetici.

Nella presente relazione tecnica, applicando la procedura semplificata, vengono calcolate le fasce di rispetto e le DPA delle cabine e linee elettriche oggetto di progettazione, ai fini della valutazione dell'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici.

2 Riferimenti Normativi

I principali riferimenti normativi da presi in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento, sono di seguito elencati:

- Norma CEI 106-11 (Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003 (art.6));

² Per le linee elettriche è la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione al suolo disti dalla proiezione del centro linea più della DPA si trovi all'esterno delle fasce di rispetto. Per le Cabine Secondarie è la distanza, in pianta sul livello suolo, da tutte le pareti della cabina stessa che garantisce i requisiti di cui sopra.

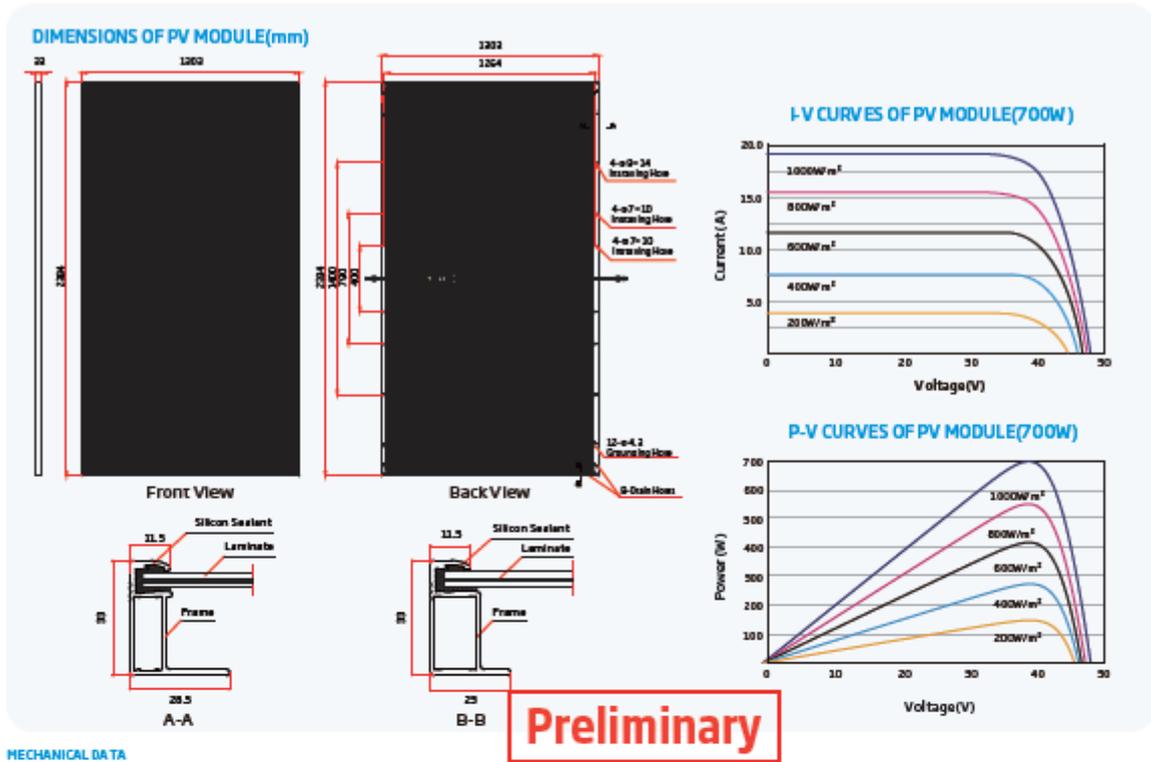
- D.P.C.M. del 8 luglio 2003 “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti”;
- Legge n.36 del 22 febbraio 2001;
- Decreto Interministeriale del 21 marzo 1988 n.449;
- Guida e-Distribuzione Distanza di prima approssimazione da linee e cabine elettriche;
- Norma CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”;
- DM 29.05.2008 “Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti”.

3 Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "*Horizonfirm SRL*", ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **51.807,28 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Distributore con preventivo di connessione STMG del **10.02.2023** codice di rintracciabilità **346271803**, verrà collegato alla Rete Elettrica di Distribuzione Primaria (Sbarre AT di Cabina Primaria AT/MT ALTEDO).

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, calcolata tenendo conto dei distanziamenti da mantenere tra le strutture di supporto dei moduli fotovoltaici per evitare fenomeni di ombreggiamento e garantire gli spazi necessari 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 *da 710 Wp*, i quali verranno montati su strutture sub-verticali fisse a 70° (rispetto all'asse orizzontale) disposte secondo l'asse est-ovest e rivolto a sud, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico:



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline	Frame	33mm(1.30 Inches) Anodized Aluminium Alloy
No. of cells	132 cells	J-Box	IP68 rated
Module Dimensions	2384±13.03±33mm (93.86±51.30±1.30 Inches)	Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm² (0.006 Inches²) Pitch: 350/280mm(13.78/11.02 Inches) Length can be customized
Weight	38.3 kg (84.4 lb)	Connector	MC4 BVO2 / TS4 PLUS / TS4*
Front Glass	2.0mm (0.08 Inches), High Transmittance A1 Coated Heat Strengthened Glass		
Encapsulant material	POE/EVA		
Back Glass	2.0mm (0.08 Inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)		

*Please refer to regional standards for specific connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
Peak Power Watts - P _{max} (Wp)*	685	521	600	526	695	530	700	534	705	538	710	542				
Power Tolerance - P _{max} (W)	±5%															
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	30.8	37.3	40.1	37.7	40.3	37.8	40.5	38.0	40.7	38.2	40.9	38.4				
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	17.19	13.94	17.23	13.96	17.25	14.02	17.29	14.05	17.33	14.08	17.36	14.12				
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	47.7	45.2	47.9	45.4	48.3	45.8	48.6	46.0	48.8	46.2	49.0	46.4				
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.73	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83				
Module Efficiency η_m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9					

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 3m/s. *Resulting tolerance: ±2%.

Electric characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

	5%		10%		5%		10%		5%		10%		5%		10%	
Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P _{max} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	765	746	770				
Maximum Power Voltage - V _{mp} (V)	30.8	30.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.3	40.9	40.5				
Maximum Power Current - I _{mp} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	18.98	18.23	19.02				
Open Circuit Voltage - V _{oc} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.3	49.0	48.6				
Short Circuit Current - I _{sc} (A)	19.12	20.09	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.11	19.32	20.15				

Power@Stdaily 25°C/1G.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (cellina operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty
30 year Power Warranty
1% first year degradation
0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

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

Figura 3: datasheet moduli fotovoltaici

Per ridurre i costi di investimento e manutenzione, si è scelto di adottare inverter di tipo centralizzati **SMA SUNNY CENTRAL da 2.500 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 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 $V_{DC, max}$	1800 V	1800 V	1800 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	o	o	o
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 $I_{AC, max} =$ 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 63 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 ²⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
Inputs disconnection point		DC loadbreak switch	
Outputs 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		o / o	
Insulation monitoring		o	
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 ⁶⁾	-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%		
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, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	o (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08 CISPR 11, CISPR 22		
EMC standards	EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-4, IEC/EN 61000-6-2, 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
<p>1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion</p> <p>2) Efficiency measured without internal power supply</p> <p>3) Efficiency measured with internal power supply</p> <p>4) Self-consumption at rated operation</p> <p>5) Self-consumption at < 75% P_n at 25°C</p> <p>6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 35°C</p> <p>7) Sound pressure level at a distance of 10 m</p> <p>8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.</p> <p>9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).</p> <p>10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA</p> <p>11) Depending on the DC voltage</p>			

Figura 4: scheda tecnica inverter centralizzati SMA

Definito il layout di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, 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.*

Per la verifica delle suddette condizioni sono state applicate le formule di seguito riportate.

Verifica della condizione 1 (massima tensione del generatore FV non superiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico è la tensione a vuoto di stringa calcolata alla minima temperatura di funzionamento dei moduli, in genere assunta pari a:

- - 10° C per le zone fredde;
- 0° C per le zone meridionali e costiere.

La tensione massima del generatore fotovoltaico alla minima temperatura di funzionamento dei moduli si calcola con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ FV(\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} \quad [V]$$

dove N_s è il numero di moduli che costituiscono la stringa, $U_{MAX\ modulo(\theta_{min})}$ è la tensione massima del singolo modulo alla minima temperatura di funzionamento.

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MAX\ modulo(\theta_{min})} = U_{oc(25^\circ C)} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

dove:

- $U_{oc} (25^{\circ}\text{C})$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;
- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

$$U_{MAX\ FV\ (\theta_{min})} = N_s \cdot U_{MAX\ modulo\ (\theta_{min})} = N_s \cdot [U_{oc} (25^{\circ}\text{C}) - \beta (25 - \theta_{min})] \leq U_{max\ inverter}$$

essendo $U_{max\ inverter}$ la massima tensione in ingresso all'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 2 (la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La massima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza rappresenta la tensione di stringa calcolata con irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$, e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta_{min.})} = N_s \cdot U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})}$ è la massima tensione del modulo FV nel punto di massima potenza calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT\ MAX\ modulo\ (\theta_{min})} = U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})$$

essendo U_{MPPT} la tensione del modulo in corrispondenza del punto di massima potenza, dichiarata dal costruttore.

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

$$U_{MPPT\ MAX\ FV\ (\theta_{min.})} = N_s \cdot [U_{MPPT} - \beta \cdot (25 - \theta_{min})] \leq U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$$

dove $U_{MPPT \text{ MAX INVERTER}}$ è la massima tensione del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 3 (la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter)

La minima tensione del generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza è la tensione di stringa calcolata con:

- irraggiamento pari a $1000\text{W}/\text{m}^2$,
- temperatura θ_{max} pari a $70\text{-}80^\circ\text{C}$.

e può essere calcolata con la seguente espressione:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot U_{MPPT \text{ min modulo}}$$

dove:

- N_s è il numero di moduli collegati in serie;
- $U_{MPPT \text{ min modulo}}$ è la tensione minima del modulo nel punto di massima potenza, calcolabile nel seguente modo:

$$U_{MPPT \text{ min modulo}} = U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})$$

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

$$U_{MPPT \text{ min FV}} = N_s \cdot [U_{MPPT\text{modulo}} - \beta \cdot (25 - \theta_{\text{max}})] \geq U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$$

essendo $U_{MPPT \text{ min INVERTER}}$ la minima tensione nel punto di massima potenza del sistema MPPT dell'inverter, deducibile dai dati di targa.

Verifica della condizione 4 (la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter)

La massima corrente del generatore FV è data dalla somma delle correnti massime erogate da ciascuna stringa in parallelo.

La massima corrente di stringa è calcolabile nel seguente modo:

$$I_{\text{stringa, Max}} = 1,25 \cdot I_{\text{sc}}$$

dove:

- $I_{\text{stringa,Max}}$ è la massima corrente erogata dalla stringa [A];
- I_{sc} è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m².

Per il corretto coordinamento occorre verificare che:

$$I_{\text{max FV}} = N_p \cdot 1,25 \cdot I_{\text{sc}} \leq I_{\text{max Inverter}}$$

dove:

- $I_{\text{max FV}}$ è la massima corrente in uscita dal generatore fotovoltaico [A];
- N_p è il numero di stringhe in parallelo;
- $I_{\text{max inverter}}$ è la massima corrente in ingresso all'inverter [A].

La verifica delle 4 precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare **stringhe fotovoltaiche da 28 moduli in serie**, ottenendo esito positivo.

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare, il plot è stato suddiviso in **20 sottocampi fotovoltaici**, le cui potenze di picco sono quelle di seguito elencate:

- Sottocampo fotovoltaico n° 1, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 2, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 3, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 5, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 6, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 7, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 8, da 2.703,68 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 9, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 10, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 11, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 12, da 2.584,4 kWp;

- Sottocampo fotovoltaico n° 13, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 14, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 15, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 16, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 17, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 18, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 19, da 2.584,4 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n° 20, da 2.584,4 kWp



Figura 5: inquadramento territoriale area di impianto e collegamento alla cp su ortofoto

Per limitare l'occupazione del suolo e ridurre l'impatto ambientale, si è scelto di realizzare n° **10 locali di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta**, i quali saranno a servizio dei sottocampi di seguito elencati, e n° **10 locali per l'installazione dei trasformatori servizi ausiliari**:

- Locale di conversione e trasformazione n° 1 a servizio dei sottocampi 1 e 2;
- Locale di conversione e trasformazione n° 2 a servizio dei sottocampi 3 e 4;
- Locale di conversione e trasformazione n° 3 a servizio dei sottocampi 5 e 6;

- Locale di conversione e trasformazione n° 4 a servizio dei sottocampi 7 e 8;
- Locale di conversione e trasformazione n° 5 a servizio dei sottocampi 9 e 10;
- Locale di conversione e trasformazione n° 6 a servizio dei sottocampi 11 e 12;
- Locale di conversione e trasformazione n° 7 a servizio dei sottocampi 13 e 14;
- Locale di conversione e trasformazione n° 8 a servizio dei sottocampi 15 e 16;
- Locale di conversione e trasformazione n° 9 a servizio dei sottocampi 17 e 18;
- Locale di conversione e trasformazione n° 10 a servizio dei sottocampi 19 e 20.

I locali menzionati saranno di tipo *container e in cemento armato vibrato rispettivamente*, di dimensioni pari a circa 12.19 x 2.44 x 2.92 m, premesso che la scelta potrà subire modifiche migliorative in fase di progettazione esecutiva.

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della Cabina di Raccolta, a mezzo di linee elettriche di media tensione a 30 kV dedicate. Dalla cabina di raccolta, posizionata in prossimità dell'area di accesso al sito, partirà una dorsale a 30 kV, a mezzo della quale il campo fotovoltaico verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT. Quanto descritto, viene rappresentato nello schema a blocchi di seguito riportato:

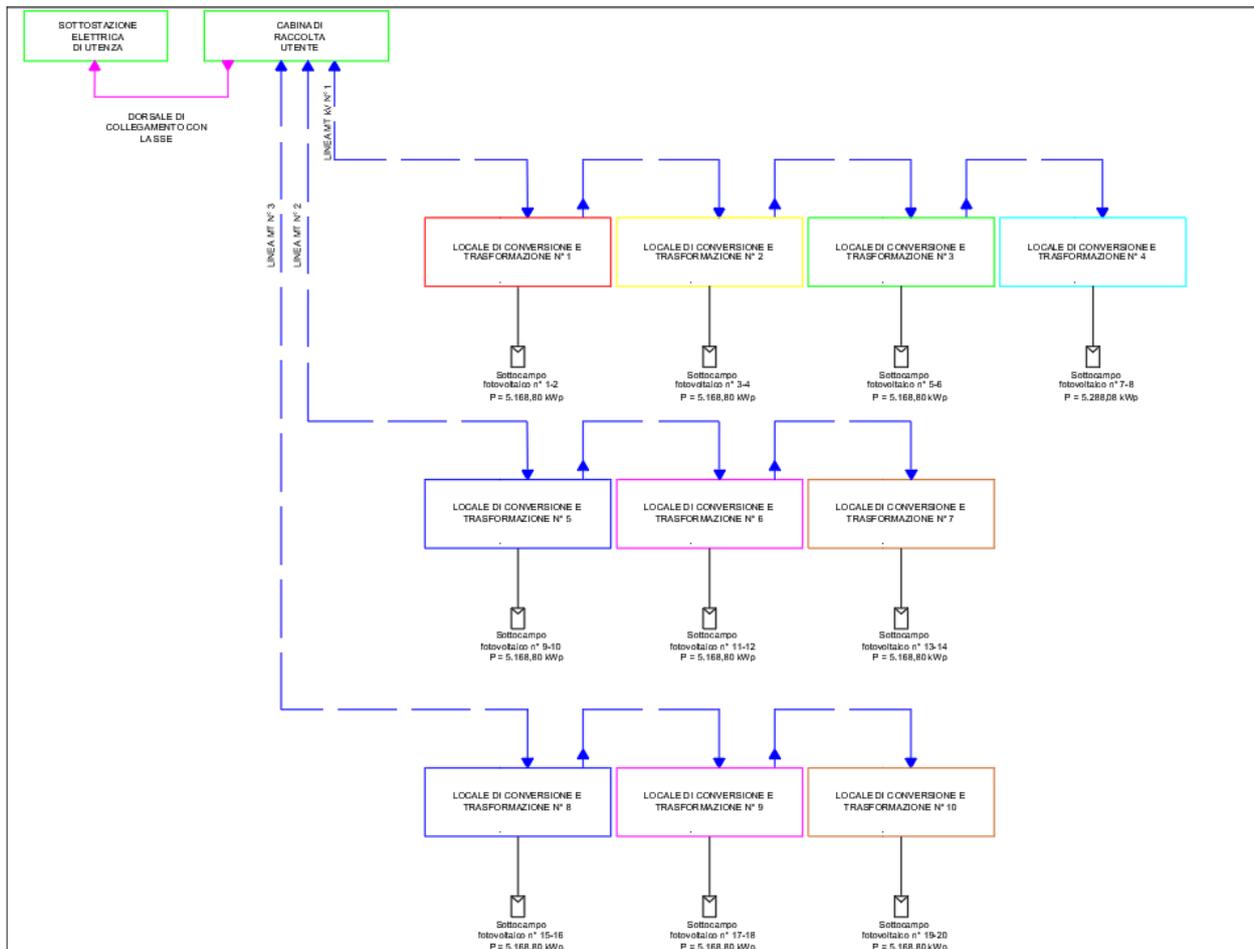


Figura 6: schema a blocchi impianto fotovoltaico

4 Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici

Lo scopo del presente elaborato è quello di stimare i campi elettromagnetici generati durante l'esercizio dalle varie apparecchiature elettriche facenti parte dell'Impianto di Utenza³ ai fini della valutazione dell'esposizione umana, e dimostrare che i livelli di emissione non costituiranno rischi per la popolazione.

Gli elementi di impianto oggetto di valutazione, sono quelli di seguito elencati:

- moduli fotovoltaici;
- inverter;
- cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta;
- linee elettriche a 30 kV interne al campo;
- dorsali a 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza;
- Sottostazione Elettrica di Utenza;
- Linea AT a 132 kV in cavo interrato di collegamento con la Cabina Primaria Altedo.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

³ Ai sensi della Norma CEI 0-16 si definisce Impianto di Utenza l'impianto di produzione nella disponibilità dell'Utente.

4.1 Moduli Fotovoltaici

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare dell'impianto i moduli fotovoltaici verranno collegati in serie per formare stringhe fotovoltaiche da 28 elementi.

Considerando che la corrente generata in condizioni STC (irraggiamento pari a 1000 W/m^2 , temperatura ambiente pari a 25°C , Air Mass pari a 1,5) risulta inferiore a 100 A, ai sensi della "Guida non vincolante di buona prassi per l'attuazione della direttiva 2013/35/UE -Campi Elettromagnetici" la valutazione dei campi elettromagnetici non è richiesta per nessuna tipologia di lavoratori (lavoratori non esposti a particolari rischi, lavoratori esposti a particolari rischi esclusi quelli con dispositivi impiantati attivi, lavoratori con dispositivi impiantati attivi).

4.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile che la Società "*Horizonfirm SRL*" intende realizzare nel territorio Comunale di Baricella e Malalbergo è stato suddiviso in n° 20 *sottocampi fotovoltaici*, per ciascuno dei quali è previsto l'utilizzo di un gruppo di conversione e trasformazione dedicato.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, è prevista la realizzazione di n° 10 *locali di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta*, all'interno dei quali verranno installati i gruppi di conversione, i quadri elettrici e i trasformatori di potenza a servizio di due sottocampi contigui, in modo tale da ridurre l'occupazione del suolo ed il conseguente impatto ambientale.

Le cabine scelte in fase di progettazione definitiva, sono monoblocchi di tipo container di dimensioni pari a 12,2x2,5x3m.

L'indagine del campo magnetico generato all'interno e nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche di trasformazione esula dagli scopi della presente relazione, trattandosi di siti interclusi alla libera circolazione e nei quali il tempo di permanenza agli addetti ai lavori è tale da non costituire significativo rischio per la salute. Ciò nonostante, se ne riporta uno studio in condizioni di portata di corrente in servizio normale, intesa, ai sensi della Norma CEI 11-60, come la corrente che può essere sopportata da un conduttore per il 100% del tempo con limiti accettabili del rischio di scarica sugli oggetti mobili e sulle opere attraversate e dell'invecchiamento, in quanto, ai sensi dell'art. 6 del D.P.C.M. 8 luglio 2008, i proprietari devono comunicare non solo l'ampiezza delle fasce di rispetto ma anche i dati per il calcolo delle stesse ai fini delle verifiche delle Autorità Competenti.

4.2.1 Procedura di calcolo adottata

Dato che le cabine scelte non sono classificabili come standard (box con dimensioni mediamente di 4 x 2,4 m e altezze di 2,4 e 2,7 m, equipaggiati con trasformatore da 250-400-630 kVA), la procedura di calcolo prescritta dal DM 29/05/2008, in prima analisi, non può essere applicata.

Le sorgenti di campo presenti all'interno delle cabine sono di diverso tipo, alcune semplici da analizzare, altre di più difficile rappresentazione. Tuttavia, ai fini della valutazione delle emissioni generate durante l'esercizio dalle apparecchiature ivi contenute, sono state considerate alcune configurazioni elementari, in cui scomporre idealmente l'impianto, a mezzo delle quali è possibile definire i principali parametri elettrici e geometrici da cui dipende il campo magnetico generato da un impianto reale.

Le configurazioni elementari prese in considerazione ai fini della valutazione sono le seguenti:

- la “*sorgente puntiforme*” cioè di piccole dimensioni rispetto alle distanze di interesse, schematizzata a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente;
- la “*sorgente sistema di conduttori*” costituita da conduttori paralleli singoli, in coppia e in terna.

La sorgente puntiforme intende simulare apparecchiature o componenti di apparecchiature, mentre il sistema di conduttori in diverse configurazioni rappresenta i diversi tipi di percorsi di conduttori e cavi presenti nell'impianto.

4.2.1.1 Sorgente puntiforme

Una sorgente di campo magnetico può essere considerata puntiforme quando le dimensioni del suo circuito elettrico sono piccole se paragonate alla distanza tra la sorgente e la regione di spazio in cui si considera il campo.

Una sorgente puntiforme può essere schematizzata con una spira di raggio R (m) percorsa da una corrente I (A):

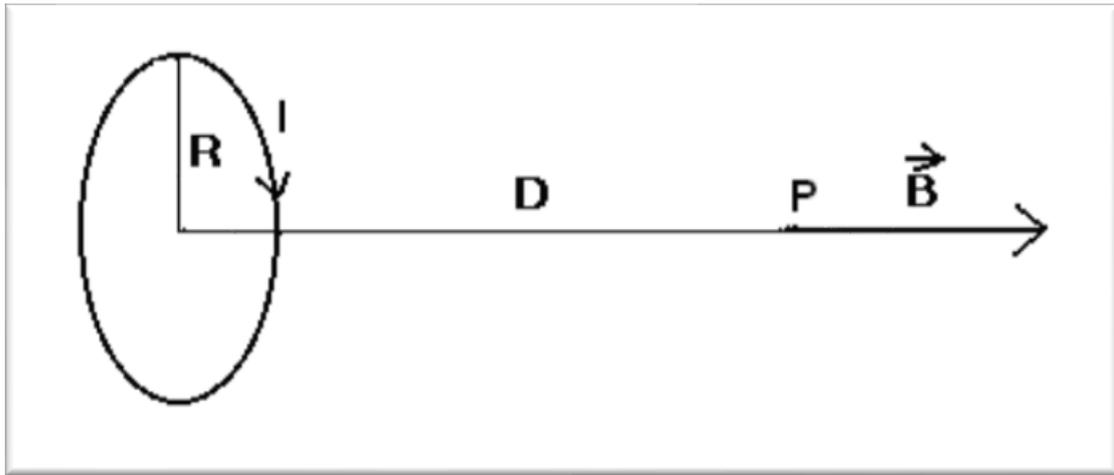


Figura 7: rappresentazione di una sorgente puntiforme di campo magnetico a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente

A frequenza industriale (50 Hz) ai fini del calcolo del campo magnetico generato dalla spira, si può ricorrere alla legge di Biot e Savart, la quale porta alla seguente formula analitica per l'induzione magnetica B (T) nel punto P alla distanza D (m) dal centro della spira lungo l'asse passante per tale centro e ortogonale al piano della spira:

$$B(\mu\text{T}) = \frac{\pi}{5} \cdot \frac{I \cdot R^2}{D^3}$$

Figura 8: formula per il calcolo dell'induzione magnetica generata da una spira circolare percorsa da corrente in un punto P a distanza D dal centro della spira lungo l'asse passante per tale centro e ortogonale al piano della spira

dove:

- R è il raggio della spira (m);
- I è la corrente che la percorre (A);
- D è la distanza dal punto di esplorazione (m).

4.2.1.2 Sorgenti filiformi rettilinei

Le sorgenti filiformi rettilinei che si riscontrano in una cabina elettrica di trasformazione sono fondamentalmente sistemi trifase di conduttori percorsi da un sistema di correnti normalmente equilibrato. Per una linea trifase percorsa da un sistema di correnti equilibrato, l'intensità del campo magnetico ad una distanza D dal centro di tale sistema può essere calcolato con le formule approssimate di seguito riportate:

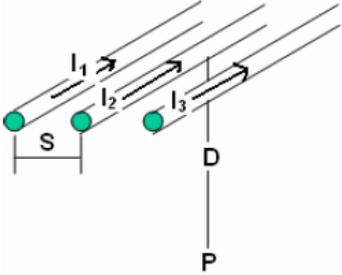
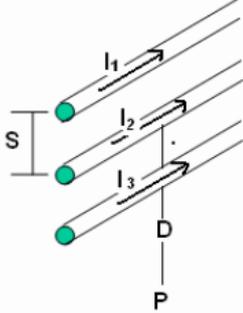
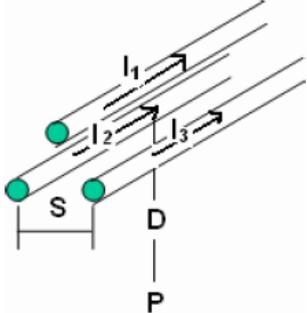
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 9: formule approssimate per il calcolo dell'induzione magnetica prodotta da un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti (I_1, I_2, I_3) equilibrate e simmetriche

4.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA

Ai fini del calcolo delle Distanze di Prima Approssimazione delle cabine elettriche di conversione e trasformazione, è necessario individuare le sorgenti di emissione presenti all'interno delle stesse.

Il layout di cabina, prevede la presenza delle apparecchiature di seguito elencate:

- quadri elettrici di bassa tensione;
- gruppi di conversione DC/AC;
- trasformatore di potenza;

- quadro elettrico a 30 kV;
- cavi elettrici di BT;
- cavi elettrici a 30 kV.

La disposizione elettromeccanica delle apparecchiature sopra elencate, viene di seguito rappresentata:

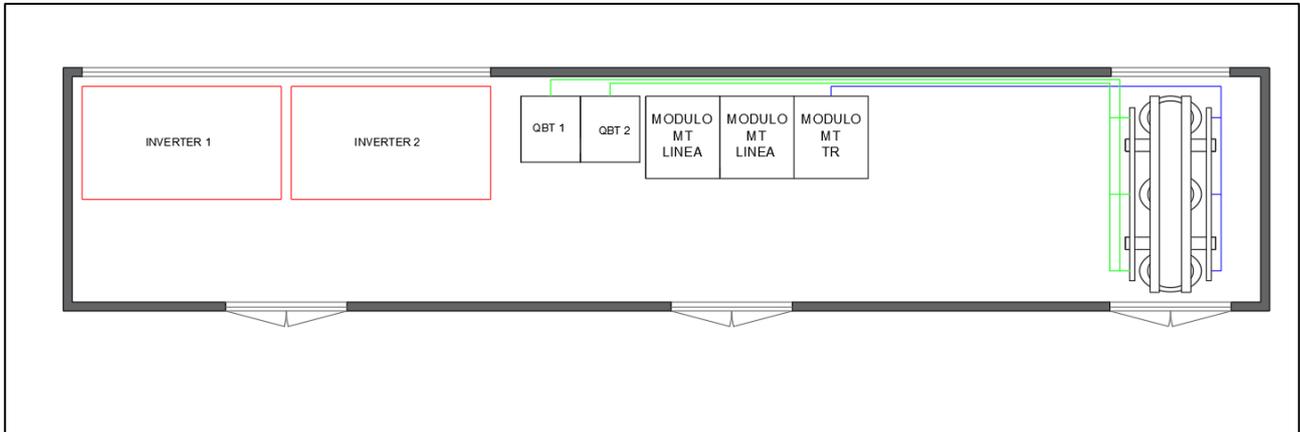


Figura 10: layout cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica

Considerando che l'impianto verrà esercito in corrente alternata a frequenza industriale, ciascuna delle sorgenti di emissione verrà percorsa da un sistema trifase di corrente supposte equilibrate:

$$i_1(t) = I_{\max} \text{ sen } \omega t$$

$$i_2(t) = I_{\max} \text{ sen } (\omega t - 120^\circ)$$

$$i_3(t) = I_{\max} \text{ sen } (\omega t - 240^\circ)$$

dove i valori efficaci delle correnti considerate ai fini del calcolo sono quelli di seguito riportati:

Quadri elettrici di bassa tensione⁴

Corrente nominale = 2327 A

Cavi elettrici di bassa tensione⁵

Corrente nominale = 2327 A

⁴ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla somma delle correnti di stringa dei sottocampi sottesi al quadro;

⁵ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale del quadro BT;

Gruppi di conversione dell'energia elettrica⁶

Corrente nominale = 2624 A

Trasformatori di potenza⁷

Corrente nominale = 2624 A

Quadro elettrico 30 kV⁸

Corrente nominale = 97 A

Cavi elettrici a 30 kV⁹

Corrente nominale = 97 A

Per la valutazione del campo magnetico generato durante l'esercizio, i trasformatori di potenza, i quadri elettrici e i gruppi di conversione, sono stati schematizzati a mezzo di una "sorgente puntiforme", mentre i cavi elettrici di bassa tensione e a 30 kV sono stati assimilati a delle "sorgenti filiformi" (terna trifase di conduttori disposti in piano) e, per tenere conto della contemporanea presenza di più sorgenti, è stato applicato il "principio di sovrapposizione degli effetti".

Applicando il procedimento descritto, è stata determinata la "Distanza di Prima Approssimazione" ovvero la distanza in pianta sul livello del suolo, da tutte le pareti della cabina stessa, oltre la quale l'induzione magnetica assume valori inferiori all'obiettivo di qualità fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, pari a **3μT**:

$$DPA = 13,5 \text{ m}$$

⁶ È stato considerato il valore dichiarato dal Costruttore;

⁷ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore.

⁸ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di alta tensione del trasformatore.

⁹ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di alta tensione del trasformatore

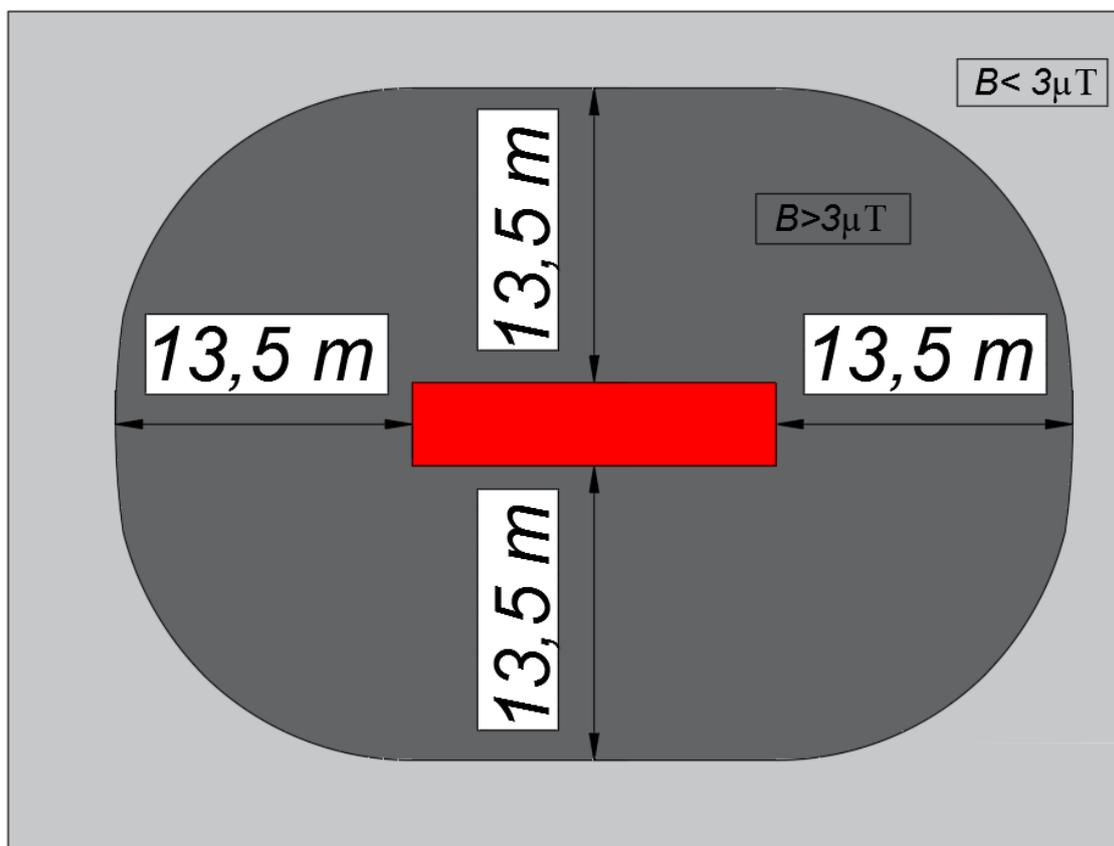


Figura 11: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta calcolata con la procedura di calcolo descritta

4.2.3 Calcolo della fascia di rispetto secondo il DM 29/05/2008

Nonostante le cabine elettriche di conversione e trasformazione scelte in fase di progettazione definitiva non siano classificabili come standard (box con dimensioni mediamente di 4 x 2,4 m e altezze di 2,4 e 2,7 m equipaggiati con trasformatore da 250-400-630 kVA), poiché al disposizione delle apparecchiature ivi contenute è analoga a quella delle Cabine Elettriche di Distribuzione di proprietà di e-distribuzione, è stata determinata la Distanza di Prima Approssimazione applicando la procedura di calcolo definita dal Decreto Ministeriale 29 maggio 2008. Attualmente infatti il calcolo della DPA per le cabine fuori standard rimane un problema aperto¹⁰.

La struttura semplificata sulla base della quale viene calcolata la DPA, intesa come distanza da ciascuna delle pareti (tetto, pavimento e pareti laterali), è un sistema trifase, percorso da una corrente pari alla corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore e con distanza tra le fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore stesso.

¹⁰ Fonte ARPAT “Agenzia Regionale per la protezione ambientale della Toscana” – Nuova edificazione in prossimità di un elettrodotto esistente – Guida pratica per le informazioni sulle fasce di rispetto per gli elettrodotti.

Sotto queste ipotesi, l'espressione che consente di determinare la DPA è quella di seguito riportata:

$$\frac{DPA}{\sqrt{I}} = 0,40942 X^{0,5241} \quad (1)$$

dove:

- DPA è la distanza di prima approssimazione [m];
- I è la corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore [A];
- X è il diametro dei cavi BT in uscita dal trasformatore [m].

Cautelativamente, si è fatto riferimento alle cabine elettriche di trasformazione equipaggiate con trasformatori di potenza da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti secondari distinti, aventi un rapporto di trasformazione nominale pari a 30kV/0,55 kV/0,55 kV. Conseguentemente, le correnti nominali degli avvolgimenti di bassa tensione da prendere in considerazione ai fini del calcolo della DPA, secondo la procedura prevista dal DM 19 maggio 2008, valgono:

$$I_{BT1} = 2624 \text{ A}$$

$$I_{BT2} = 2624 \text{ A}$$

Considerando che ciascuna fase BT sarà costituita da **5 cavi unipolari da 400 mm² in parallelo**, utilizzando la tabella sotto riportata, è stato determinato il diametro equivalente del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della *Distanza di Prima Approssimazione*:

Formazione	Ø indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Spessore medio guaina	Ø esterno max	Resistenza elettrica max a 20°C	Peso indicativo cavo	Portata di corrente A					
							n° x mm ²	mm	mm	mm	mm	Ω/km
K = 1	K = 1,5	K = 1	K = 1,5									
1 x 1,5	1,5	0,7	1,4	6,7	13,3	43	24	20	26	24	23	21
1 x 2,5	2,0	0,7	1,4	7,2	7,98	54	33	28	34	31	29	27
1 x 4	2,5	0,7	1,4	7,8	4,95	68	45	37	43	40	38	35
1 x 6	3,0	0,7	1,4	8,4	3,30	91	58	48	55	51	48	44
1 x 10	4,0	0,7	1,4	9,4	1,91	140	80	66	73	68	64	59
1 x 16	5,0	0,7	1,4	10,4	1,21	190	107	88	96	89	83	77
1 x 25	6,2	0,9	1,4	12,2	0,780	280	141	117	124	115	108	100
1 x 35	7,4	0,9	1,4	13,6	0,554	370	176	144	150	139	131	121
1 x 50	8,9	1,0	1,4	15,4	0,386	510	216	175	186	173	162	150
1 x 70	10,5	1,1	1,4	17,3	0,272	700	279	222	229	212	199	184
1 x 95	12,2	1,1	1,5	19,4	0,206	905	342	269	270	250	234	217
1 x 120	13,8	1,2	1,5	21,4	0,161	1140	400	312	312	289	271	251
1 x 150	15,4	1,4	1,6	23,8	0,129	1420	464	355	356	330	310	287
1 x 185	16,9	1,6	1,6	26,0	0,106	1725	533	417	401	371	349	323
1 x 240	19,5	1,7	1,7	29,2	0,0801	2360	634	490	471	436	409	379
1 x 300	23,0	1,8	1,8	32,0	0,0641	2820	736	-	533	493	463	429
1 x 400	26,5	2,0	1,9	36,5	0,0486	3700	868	-	621	575	540	500
1 x 500 (*)	28,5	2,2	2,1	37,1	0,0384	4605	998	-	705	650	610	560
1 x 630 (*)	33,0	2,4	2,3	42,2	0,0287	6125	1151	-	823	762	716	663

Figura 12: scheda tecnica cavi BT

Tenendo conto del diametro del singolo cavo e del numero di cavi costituenti ciascuna fase BT, si ricava un diametro equivalente del fascio di cavi in uscita dal singolo trasformatore di circa 183 mm pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 12,5 m$$

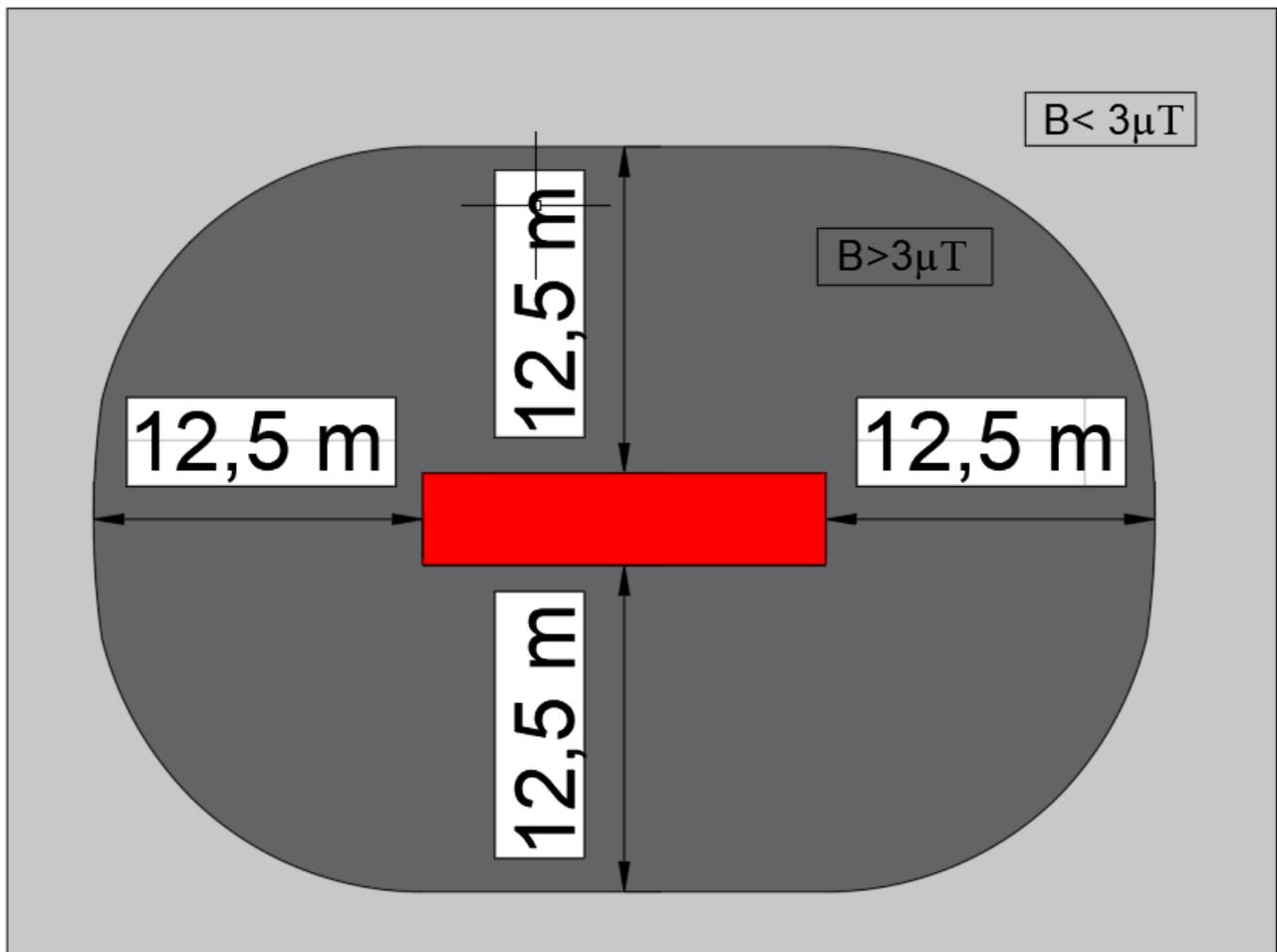


Figura 13: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008

La DPA valutata con la procedura semplificata prevista dal DM 29 maggio 2008, risulta essere molto prossima al valore ricavato attraverso l'applicazione del procedimento di calcolo descritto al paragrafo precedente.

4.4 Linee elettriche 30 kV interne al campo

Come riscontrabile dallo schema elettrico unifilare e dalle tavole di progetto allegate, le cabine elettriche di trasformazione, verranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo interrato.

In fase di progettazione definitiva, si è scelto di utilizzare *cavi tripolari ad elica visibile ARE4H5EX 18/30 kV*, adatti per posa interrata. Ai sensi della normativa tecnica vigente in materia, *l'utilizzo di cavi ad elica visibile fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003 venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso (50÷80 cm), grazie alla ridotta distanza*

tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la profondità di posa minima prevista è di 1,20 m, a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata si determina una induzione magnetica inferiore a $3\mu T$, **pertanto per questa tipologia di cavi non è necessario stabilire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque**. Quanto affermato, trova riscontro nella “Linea Guida per l'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee e cabine elettriche” pubblicata da e-distribuzione:

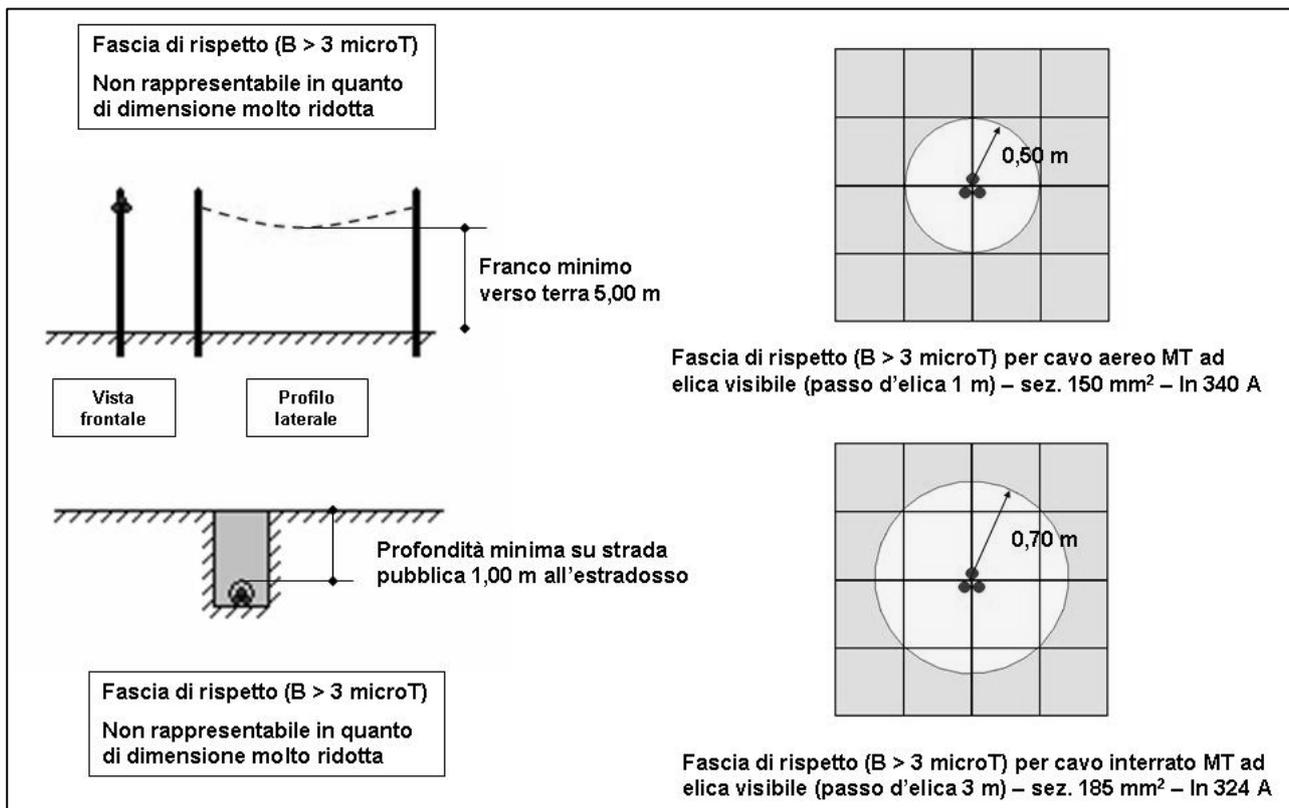


Figura 14: Curve di livello dell'induzione magnetica generata da cavi cordati ad elica – calcoli effettuati con il modello tridimensionale “Elico” della piattaforma “EMF Tools”, che tiene conto del passo d'elica

4.5 Dorsale a 30 kV di collegamento con la Sezione a 30 kV della Sottostazione Elettrica di Utenza

L'impianto di produzione verrà collegato con la sezione di media tensione della Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/132 kV a mezzo di una dorsale di media tensione in cavo tripolare ad elica visibile adatto per posa interrata.

*L'utilizzo di cavi ad elica visibile fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003 venga raggiunto già a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso (50÷80 cm), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la profondità di posa minima prevista è di 1,40 m, a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata si determina una induzione magnetica inferiore a $3\mu T$, **pertanto per questa tipologia di cavi non è necessario stabilire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque.***

4.6 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/132 kV

Per innalzare la tensione del campo di generazione al valore del punto di inserimento in rete (132 kV), la Società proponente realizzerà una Sottostazione Elettrica di Trasformazione MT/AT 30/132 kV, il cui layout elettromeccanico prevede un singolo stallo di trasformazione da 60 MVA con isolamento in aria.

Essa è stata progettata e sarà costruita in modo tale da rispettare i valori di campo elettrico e magnetico così come previsto dalla normativa statale vigente (Legge 36/2001 e D.P.C.M. 08/07/2003).

Sarà esercita in teleconduzione e la presenza del personale sarà prevista solo in occasione di manutenzione ordinaria e/o straordinaria, ma comunque per un tempo non superiore alle 4 ore giornaliere.

La standardizzazione dei componenti e della loro disposizione geometrica all'interno dell'area individuata per la realizzazione dell'opera, permette una generalizzazione dei rilievi sperimentali eseguiti su Sottostazioni Elettriche già in esercizio per la misura dei campi elettromagnetici al suolo nelle diverse condizioni di esercizio.

I risultati di tali rilievi evidenziano come il contributo di campo elettrico e magnetico dei componenti di Stazione (macchinario e apparecchiature), in corrispondenza delle vie di servizio interne, risulti trascurabile. Tale contributo, diminuisce ulteriormente in prossimità della recinzione dove si può affermare che il campo elettrico e magnetico è principalmente riconducibile a quello generato dalla

linea AT in uscita di collegamento con la Stazione Elettrica RTN, per la quale risulta verificata la compatibilità con la normativa vigente.

Pertanto, si conclude che i campi elettrici e magnetici esternamente all'area di stazione, sono riconducibili ai valori generati dalla linea elettrica AT a 132 kV di collegamento con la Cabina Primaria Altedo e quindi l'impatto determinato dalla stazione stessa è compatibile con i valori prescritti dalla normativa vigente.

4.7 Linea elettrica 132 kV in cavo interrato

La Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT, sarà collegata in antenna con le sbarre AT della Cabina Primaria Altedo, mediante una linea elettrica in cavo interrato elettrificata a 132 kV.

La linea elettrica genera durante il normale funzionamento un campo elettrico ed un campo magnetico. Il primo è proporzionale alla tensione della linea stessa, mentre il secondo è proporzionale alla corrente che vi circola.

La presenza dello schermo metallico rende nullo il campo elettrico irradiato verso l'ambiente esterno, pertanto il rispetto della normativa vigente è sempre garantito.

Per la valutazione del campo magnetico, è applicata la procedura di calcolo descritta dalla *Norma CEI 211-4 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche"*, ottenendo il risultato rappresentato nella figura seguente:

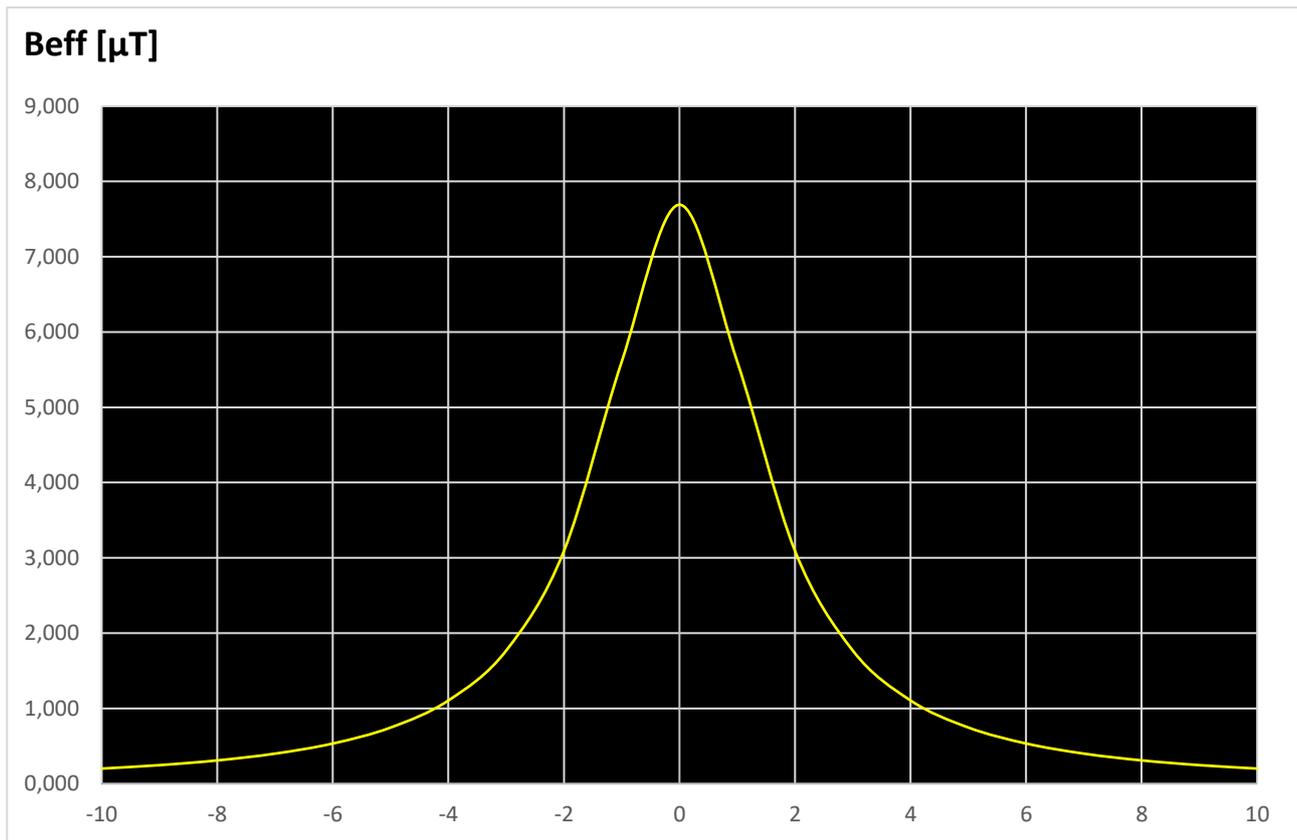


Figura 15: profilo laterale del campo induzione magnetica in corrispondenza della superficie del suolo valutato lungo l'asse della linea

Ai sensi della Legislazione vigente in materia di Campi Elettromagnetici, è stata calcolata la “**Fascia di rispetto**” ovvero lo spazio circostante l’elettrodotto che comprende tutti i punti, al di sopra e al di sotto del livello del suolo, caratterizzato da un’induzione magnetica di intensità maggiore o uguale all’obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$.

È stata valutata anche la “Distanza di prima approssimazione – Dpa” ovvero la distanza, in pianta sul livello del suolo, dalla proiezione del centro linea che garantisce che ogni punto la cui proiezione disti dalla proiezione del centro linea più della Dpa si trovi all’esterno della fascia di rispetto.

Ai fini del calcolo della Distanza di prima approssimazione, il D.M. 29 maggio 2008 introduce, l § 5.1.3 dell’allegato, una procedura di calcolo semplificata per il calcolo delle Dpa ai sensi della Norma CEI 106-11, che fa riferimento ad un modello bidimensionale semplificato valido per conduttori orizzontali paralleli.

Nello specifico, con riferimento alle linee elettriche a 132 kV in cavo interrato, realizzate con cavi unipolari disposti a trifoglio e fasi affiancate e percorsi da correnti simmetriche ed equilibrate di

ampiezza pari a I [A], l'espressione che consente di calcolare l'induzione magnetica B [μ T] in un punto P distante R [m] dal baricentro dei tre conduttori, con $R \gg S$, è la seguente:

$$B = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{S \cdot I}{R^2} \quad [\mu T]$$

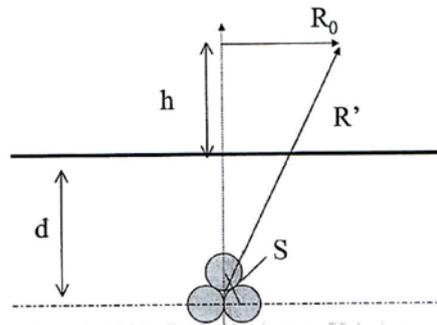


Figura 16: schema di principio per il calcolo delle distanze da terne di cavi interrati con posa a trifoglio oltre le quali l'induzione magnetica è inferiore all'obiettivo di qualità (d è la profondità del centro del conduttore)

Dalla precedente relazione si può ricavare la distanza R' corrispondente ad un valore di induzione magnetica pari a 3 μ T:

$$R' = 0,286 \cdot \sqrt{S \cdot I} \quad [m]$$

Per la linea in esame, tenendo conto delle condizioni di posa e di installazione, si ottiene:

$$R' = 0,286 \times \sqrt{0,1033 \times 1000} = 2,9 \text{ m}$$

La proiezione al suolo dei punti esterni dell'isolinea relativa al valore dell'induzione magnetica di 3 μ T, delimita una striscia di terreno (o corridoio) che presenta al suo interno non solo zone interessate da valori di induzione magnetica superiori all'obiettivo di qualità di 3 μ T ma anche aree, più o meno estese, in cui l'induzione magnetica è inferiore a tale valore (Distanza di prima approssimazione - Dpa). Per la configurazione in esame, la **Distanza di prima approssimazione** vale **2,9 m**.

5 Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano particolari problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle infrastrutture elettriche costituenti l'impianto di produzione, infatti:

- i moduli fotovoltaici non generano campi variabili nel tempo, di conseguenza non sono applicabili le prescrizioni del D.P.C.M. 8 luglio 2003;
- le DPA delle cabine di conversione e trasformazione rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- le linee elettriche di media tensione a 30 kV saranno realizzate in cavo cordato ad elica visibile e, ai sensi della normativa tecnica vigente in materia, per questa tipologia di cavi non è necessario stabilire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità è rispettato ovunque;
- la DPA della sottostazione elettrica di utenza rientra nei confini di pertinenza dell'impianto; inoltre la stessa sarà esercita in teleconduzione pertanto non si configurano rischi di esposizione;
- la linea elettrica in alta tensione genera un campo magnetico a livello del suolo sulla verticale del cavo superiore all'obiettivo di qualità; tuttavia, all'interno della fascia di rispetto non si riscontrano recettori sensibili.

Ciò nonostante, a lavori ultimati si potranno eseguire delle prove in sito che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte ed adottare opportuni interventi di mitigazione qualora i livelli di emissione dovessero risultare superiori agli obiettivi di qualità fissati dal D.P.C.M. 8 luglio 2003.