



REGIONE PUGLIA
 PROVINCIA DI FOGGIA
 COMUNE DI FOGGIA



PROGETTO DELL'IMPIANTO SOLARE FOTOVOLTAICO CON INTEGRAZIONE AGRICOLA E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI FOGGIA (FG) IN CONTRADA TORRE DI LAMA AL FG. N. 7 PP. N. 101, 239, 447, 449, 451 E FG. N. 9 PP. N. 79, 195, 196, 222, 224, 225, 226, 227, 690, 691, DI POTENZA PARI A 19.359,00 kWp DENOMINATO "TORRE DI LAMA"

PROGETTO DEFINITIVO

VALUTAZIONE PREVISIONALE DEI CAMPI ELETTROMAGNETICI
 TORRE DI LAMA 2



livello prog.	Codice Istanza	N.Elaborato	DATA	SCALA
PD	— 4WZGYD6	B2.2	30.03.2021	

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE

TRINA SOLAR TETI S.r.l.
 Piazza Borromeo 14, 20123 Milano



ENTE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. A. Costantino
 Arch. A. Calandrino
 Arch. M. Gullo
 Arch. S. Martorana
 Arch. F.G. Mazzola
 Arch. P. Provenzano
 Ing. G. Buffa
 Ing. G. Schillaci



FIRMA RESPONSABILE TECNICO

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte
solare fotovoltaica denominato**

“Torre di Lama 2 – Codice Pratica T0737329”

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

Sommario

Premessa	3
Riferimenti Normativi	5
Descrizione generale dell'impianto	6
Valutazione dei campi elettromagnetici	10
Moduli fotovoltaici	10
Inverter	13
Cabine elettriche MT/BT	16
Linee elettriche di media tensione	22
Conclusioni	28

Premessa

La presente relazione tecnica è stata redatta al fine di valutare l'impatto elettromagnetico generato dalle Infrastrutture Elettriche di Utenza necessarie per la connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione di media tensione, nell'ambito della progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico che la Società Trina Solar Teti S.r.l. intende realizzare nel territorio Comunale di Foggia (FG), in contrada Torre di Lama.

Lo studio dell'impatto elettromagnetico si rende necessario al fine di una valutazione del campo elettrico e del campo magnetico nei riguardi della popolazione.

Poiché le linee elettriche di trasporto e distribuzione dell'energia elettrica, in Europa, vengono elettrificate 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 μ T) per la protezione da possibili effetti a breve termine;
- Il **valore di attenzione** (10 μ T) e l'obiettivo di qualità (3 μ T) 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; l'obiettivo di qualità si riferisce, invece, 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), 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.

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));
- 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”.

Descrizione generale dell'impianto

L'impianto, denominato "TORRE DI LAMA" è suddiviso elettricamente in due impianti distinti denominati rispettivamente "TORRE DI LAMA 1" (il cui numero di rintracciabilità della TICA è 227816419) e "TORRE DI LAMA 2" (il cui numero di rintracciabilità della TICA è T0737329).

Nello specifico, la presente relazione analizzerà il dimensionamento e il calcolo delle cadute di tensione dell'Impianto **Torre di Lama 2**, costituito da n° 3 sottocampi fotovoltaici, i quali saranno realizzati su due appezzamenti di terreno non contigui distinti al N.T.C. fg. n.7 p.lle 447 (in parte), 449 (in parte) e 451 interessate dalle opere di rete, fg. 9 p.lle 79 (in parte), 195 (in parte), 196 (in parte), 222, 224 (in parte), 225 (in parte), 226 (in parte), 227 (in parte), 690, 691:



Figura 1: Inquadramento territoriale su Ortofoto – Torre di Lama 2 in verde

L'impianto sarà connesso alla Rete Elettrica di Distribuzione di Media Tensione di e-Distribuzione, attraverso la realizzazione di una nuova cabina di consegna, conforme alla specifica tecnica e-Distribuzione DG2092 Tipo A edizione 3, collegata in antenna da futura cabina primaria AT/MT "Foggia-Amendola", per mezzo di una nuova linea elettrica di media tensione:

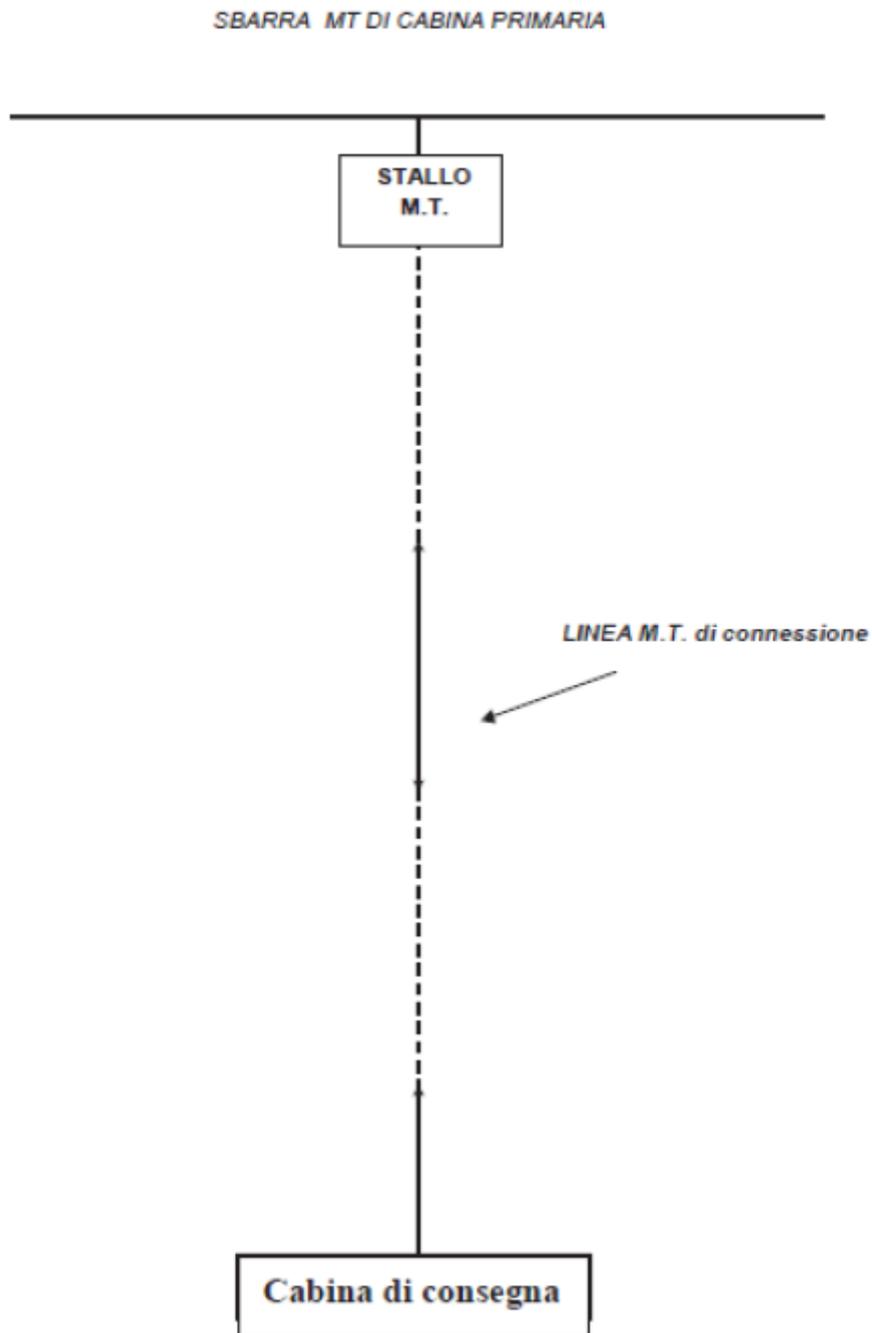


Figura 2: Schema tipico di inserimento in antenna

I tre sottocampi previsti, hanno una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione del campo, pari a **4968 kWp, 4968 kWp e 2052 kWp** rispettivamente, e per ognuno è prevista la realizzazione di un locale di conversione e trasformazione, all'interno del quale saranno installati gli inverter, i quadri elettrici di media e bassa tensione e i trasformatori MT/BT. Quanto descritto viene rappresentato nello schema a blocchi sotto riportato:

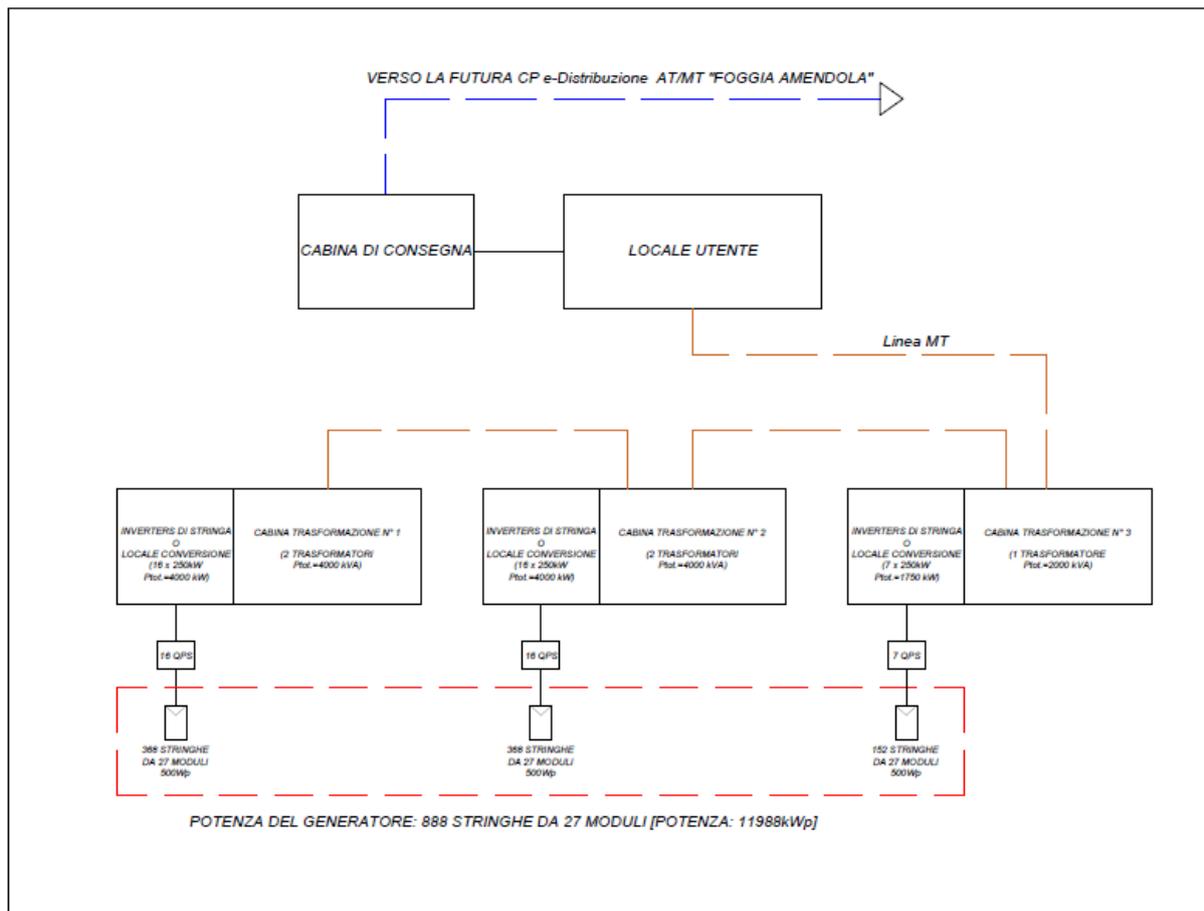


Figura 3: schema a blocchi rappresentato dell'impianto

La linea, da 240 mm², verrà interrata ad una profondità di posa non inferiore a 1,2 m e si svilupperà secondo il tracciato indicato nella figura precedente.

Per la realizzazione del campo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo dei seguenti componenti di impianto:

- 23976 moduli fotovoltaici da 500Wp;
- 888 stringhe fotovoltaiche costituite da 27 moduli da 500Wp in serie;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 39 inverter di stringa con potenza nominale 250 kW;
- N° 3 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° 5 trasformatori MT/BT da 2000 kVA;
- N° 2 cabine di trasformazione di tipo p67 (secondo i cataloghi CEP srl), di dimensioni 6.76x2.5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT;
- N° 1 cabina di trasformazione di tipo p44 (secondo i cataloghi CEP srl), di dimensioni 6.76x2.5x3 m (L x l x h) nelle quali saranno collocati i trasformatori BT/MT;
- N° 2 locali di conversione di tipo container 40' High-cube, di dimensioni 12x3x3 m (L x l x h);
- N° 3 locale tecnico a servizio dell'impianto di tipo container 20' High-cube, di dimensioni 6x3x3 m (L x l x h);
- N° 1 linea elettrica di media tensione in cavo interrato ARE4H5EX 3x(1x240) mm² lunga complessivamente circa 2920 m

Per maggiori dettagli sull'architettura dell'impianto, si rimanda alle tavole di progetto "Schema elettrico Unifilare" e alla Relazione tecnica specialistica".

Valutazione dei campi elettromagnetici

Di seguito viene valutato l'impatto elettromagnetico generato, durante l'esercizio, dai seguenti componenti di impianto:

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Cabine di trasformazione;
- Linee elettriche MT.

al fine di dimostrare che i livelli di emissione non costituiranno rischi per la popolazione.

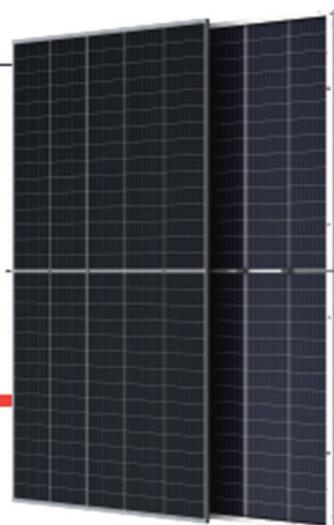
Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici lavorano in corrente continua e non in corrente alternata, per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata.

Nella certificazione dei moduli fotovoltaici alla norma CEI 82-8 (IEC 61215) non sono comunque menzionate prove di compatibilità elettromagnetica, poiché assolutamente irrilevanti.

THE Vertex

BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE



500W+
MAXIMUM POWER OUTPUT

21.0%
MAXIMUM EFFICIENCY

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

PRODUCTS

TSM-DEG18MC.20(II)

POWER RANGE

475-505W



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation; extended 30-year warranty
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 505W

- Large area cells based on 210mm silicon wafers and 1/3-cut cell technology
- Up to 21.0% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

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



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.35%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Founded in 1997, Trina Solar is the world's leading total solution provider for solar energy. With local presence around the globe, Trina Solar is able to provide exceptional service to each customer in each market and deliver our innovative, reliable products with the backing of Trina as a strong, bankable brand. Trina Solar now distributes its PV products to over 100 countries all over the world. We are committed to building strategic, mutually beneficial collaborations with installers, developers, distributors and other partners in driving smart energy together.

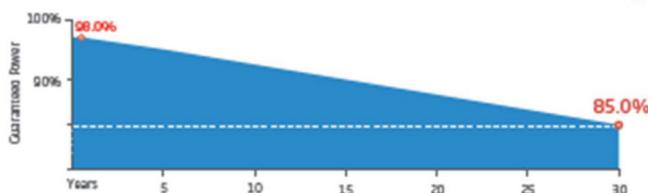
Comprehensive Products and System Certificates

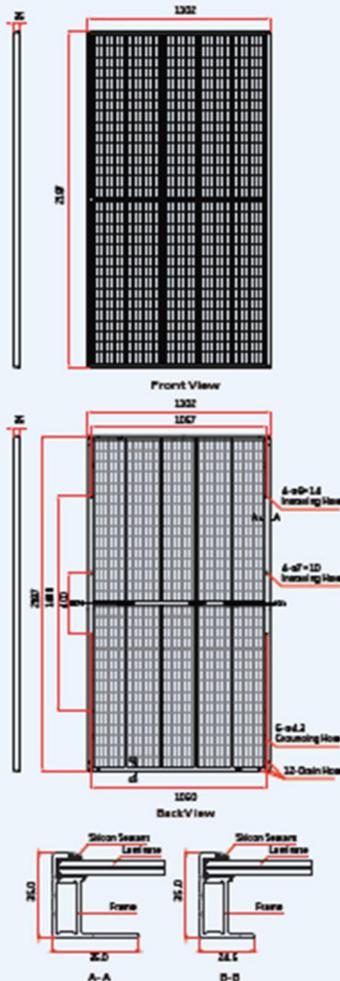
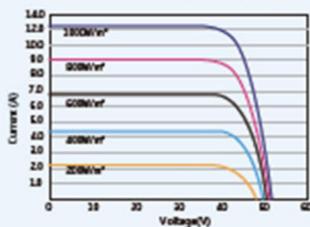
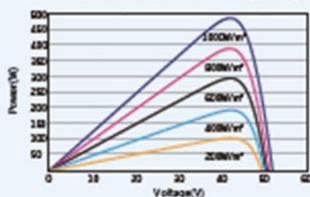
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL1703
ISO 9001: Quality Management System
ISO 14001: Environmental Management System
ISO 14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
ISO 45001: Occupational Health and Safety Management System



TrinaSolar

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)

I-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

P-V CURVES OF PV MODULE(490 W)

ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts-P _{max} (Wp)*	475	480	485	490	495	500	505
Power Tolerance-P _{max} (W)	0 ~ +5						
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	11.34	11.38	11.42	11.45	11.49	11.53	11.56
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	11.93	11.97	12.01	12.05	12.09	12.13	12.17
Module Efficiency η (%)	19.7	19.9	20.1	20.3	20.5	20.7	21.0

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)	508	514	519	524	530	535	540
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	41.9	42.2	42.5	42.8	43.1	43.4	43.7
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	12.13	12.18	12.22	12.24	12.29	12.34	12.37
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	50.5	50.7	50.9	51.1	51.3	51.5	51.7
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	12.77	12.81	12.85	12.89	12.94	12.98	13.02
Irradiance ratio (rear/front)	10%						

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Maximum Power-P _{max} (Wp)	360	363	367	371	374	378	382
Maximum Power Voltage-V _{mp} (V)	39.5	39.8	40.0	40.2	40.5	40.8	41.0
Maximum Power Current-I _{mp} (A)	9.09	9.13	9.18	9.21	9.25	9.28	9.33
Open Circuit Voltage-V _{oc} (V)	47.7	47.9	48.1	48.3	48.5	48.7	48.8
Short Circuit Current-I _{sc} (A)	9.61	9.64	9.67	9.70	9.73	9.77	9.80

NMOT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 2m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	150 cells
Module Dimensions	2167×1102×35 mm (86.10×43.39×1.38 inches)
Weight	30.1 kg (66.4 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 Aluminum Alloy
J-Box	IP68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 2000/2000 mm(78.74/78.74 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NMOT (Nominal Module's Operating Temperature)	41°C (±3°C)
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.35%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I _{sc}	0.04%/°C

(Do not connect Fuse in Combiner Box with less or more strings in parallel connection)

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
Max Series Fuse Rating	25A

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: 30 pieces
- Modules per 40' container: 600 pieces

Figura 4: Datasheet moduli fotovoltaici

Inverter

Gli inverter sono apparecchiature che al loro interno utilizzano un trasformatore ad alta frequenza per ridurre le perdite di conversione. Essi pertanto sono costituiti per loro natura da componenti elettronici operanti ad alte frequenze. D'altro canto il legislatore ha previsto che tali macchine, prima di essere immesse sul mercato, possiedano le necessarie certificazioni a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo).

A questo scopo gli inverter previsti possiedono la certificazione di rispondenza alle normative di compatibilità elettromagnetica (EMC) (CEI EN 50273 (CEI 95-9), CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65), CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10), CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31), CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28), CEI EN 55022 (CEI 110-5), CEI EN 55011 (CEI 110-6)).

Tra gli altri aspetti queste norme riguardano:

- disturbi alle trasmissioni di segnale operate dal gestore di rete in sovrapposizione alla trasmissione di energia sulle sue linee;
- variazioni di tensione e frequenza. La propagazione in rete di queste ultime è limitata dai relè di controllo della protezione di interfaccia asservita al dispositivo di interfaccia. Le fluttuazioni di tensione e frequenze sono però causate per lo più dalla rete stessa. Si rendono quindi necessarie finestre abbastanza ampie, per evitare una continua inserzione e disinserzione dell'impianto fotovoltaico;
- la componente continua immessa in rete. Il trasformatore elevatore contribuisce a bloccare tale componente. In ogni modo il dispositivo di interfaccia di ogni inverter interviene in presenza di componenti continue maggiori dello 0.5% della corrente nominale.

SG250HX **New**

Multi-MPPT String Inverter for 1500 Vdc System

SUNGROW
Clean power for all



HIGH YIELD

- 12 MPPTs with max. efficiency 99%
- Compatible with bifacial module
- Built-in Anti-PID and PID recovery function



SMART O&M

- Touch free commissioning and remote firmware upgrade
- Online IV curve scan and diagnosis*
- Fuse free design with smart string current monitoring



LOW COST

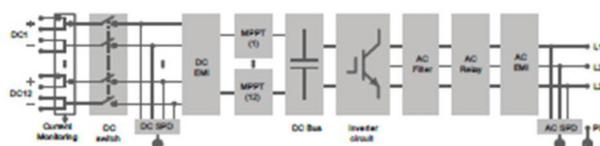
- Compatible with Al and Cu AC cables
- DC 2 in 1 connection enabled
- Power line communication (PLC)
- Q at night function



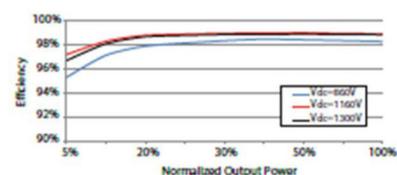
PROVEN SAFETY

- IP66 and C5 protection
- Type II SPD for both DC and AC
- Compliant with global safety and grid code

CIRCUIT DIAGRAM



EFFICIENCY CURVE



Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	600 V / 600 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	600 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connectors per MPPT	2
Max. PV input current	26 A *12
Max. current for input connector	30 A
Max. DC short-circuit current	50 A *12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @ 40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
PID protection	Anti-PID or PID recovery
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	95kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	Amphenol UTX (Max. 6 mm ²)
AC connection type	OT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, IEC 61000-6-3, EN 50549, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud



Figura 5: Datasheet inverter

Cabine elettriche MT/BT

L'indagine del campo magnetico generato all'interno e nelle immediate vicinanze delle cabine elettriche di conversione e trasformazione BT/MT, 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.

Per la determinazione della Distanza di Prima Approssimazione delle cabine elettriche di trasformazione MT/BT, è stata applicata la procedura di calcolo definita dal Decreto Ministeriale 29 maggio 2008.

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, e con distanza tra le fasi pari al diametro dei cavi reali in uscita dal trasformatore stesso.

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, in metri;
- I è la corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione del trasformatore, in Ampere;
- X è il diametro dei cavi in uscita dal trasformatore, in metri.

Come facilmente deducibile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare (a cui si rimanda per maggiori dettagli), l'impianto fotovoltaico ha una **potenza di picco pari a 11988kWp** e sarà suddiviso in tre sottocampi fotovoltaici, di potenza pari a **4968 kWp, 4968 kWp e 2052 kWp** rispettivamente. Per ciascun sottocampo, è prevista la realizzazione di un locale di trasformazione, all'interno del quale, verranno installati i trasformatori MT/BT, e i quadri elettrici di media e bassa tensione:

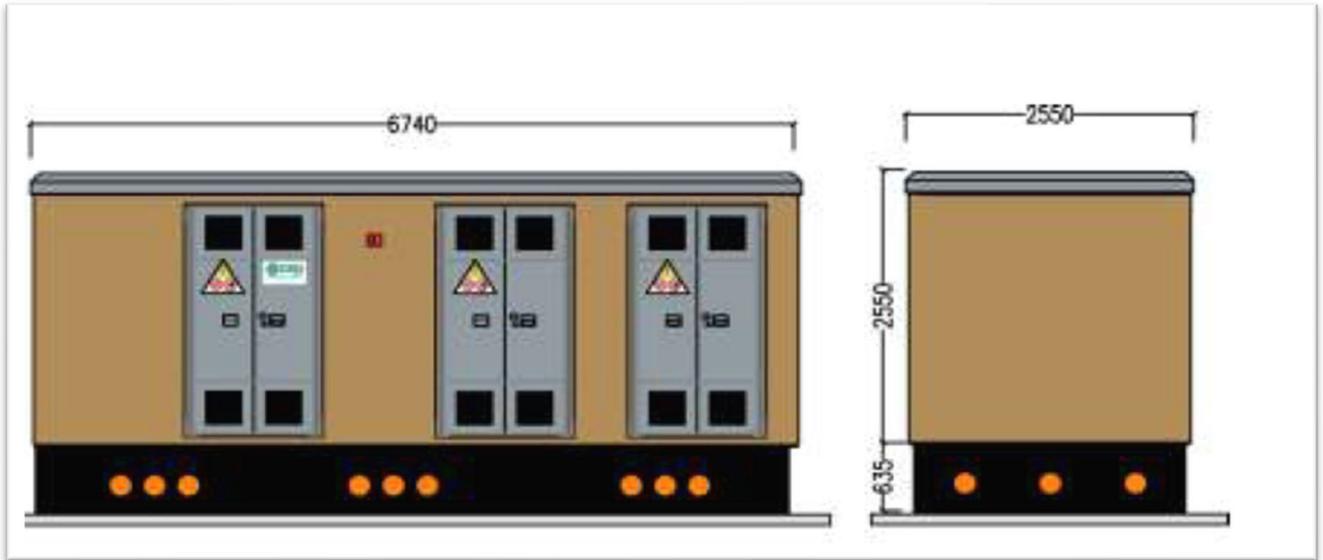


Figura 6: vista laterale cabine elettriche di trasformazione MT/BT equipaggiate con 2 trasformatori da 2000 kVA

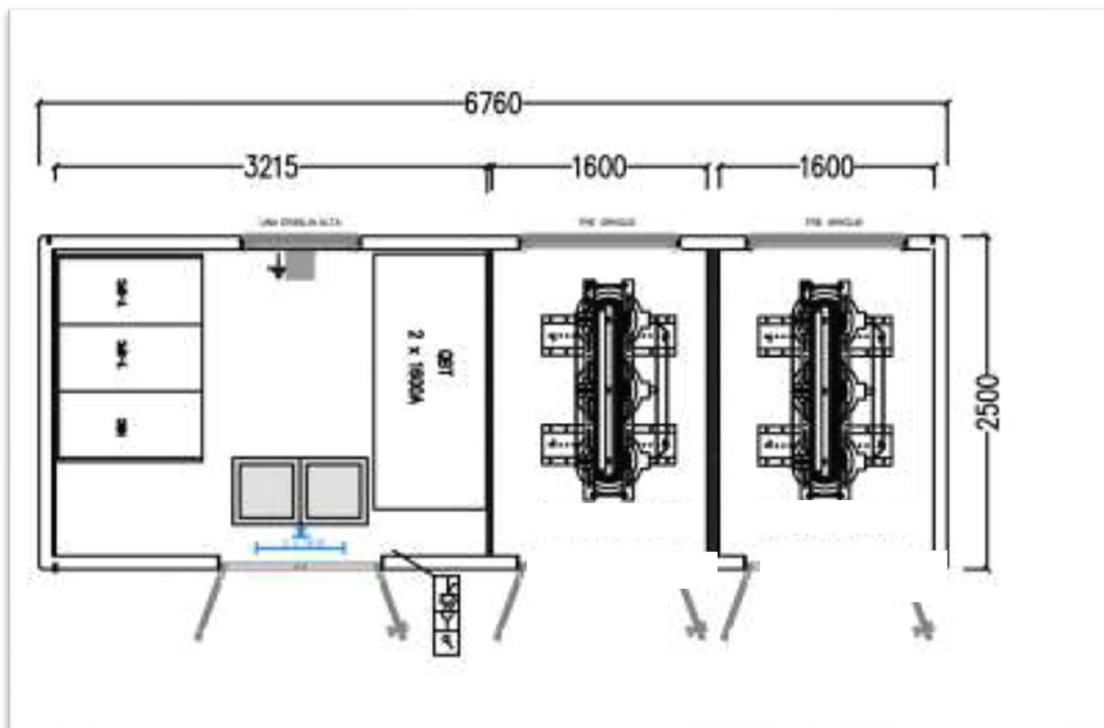


Figura 7: vista in pianta cabine elettriche di trasformazione MT/BT equipaggiate con 2 trasformatori DA 2000 kVA

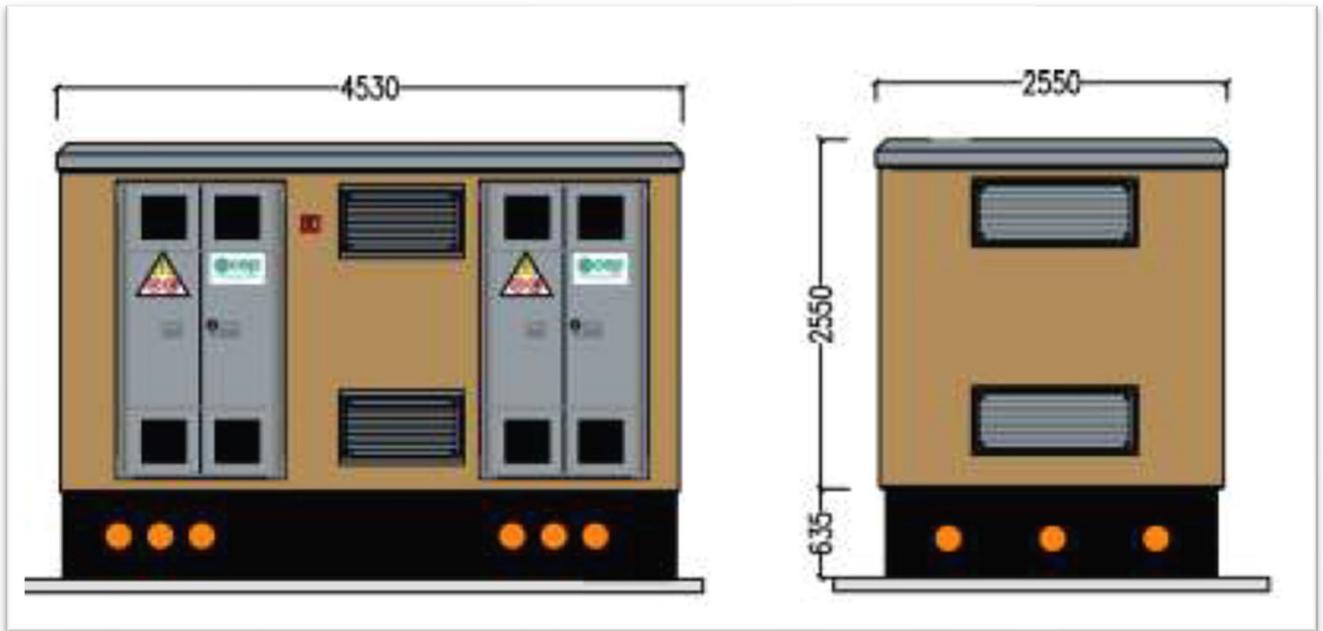


Figura 8: Vista laterale cabina elettrica equipaggiata con singolo trasformatore da 2000 kVA

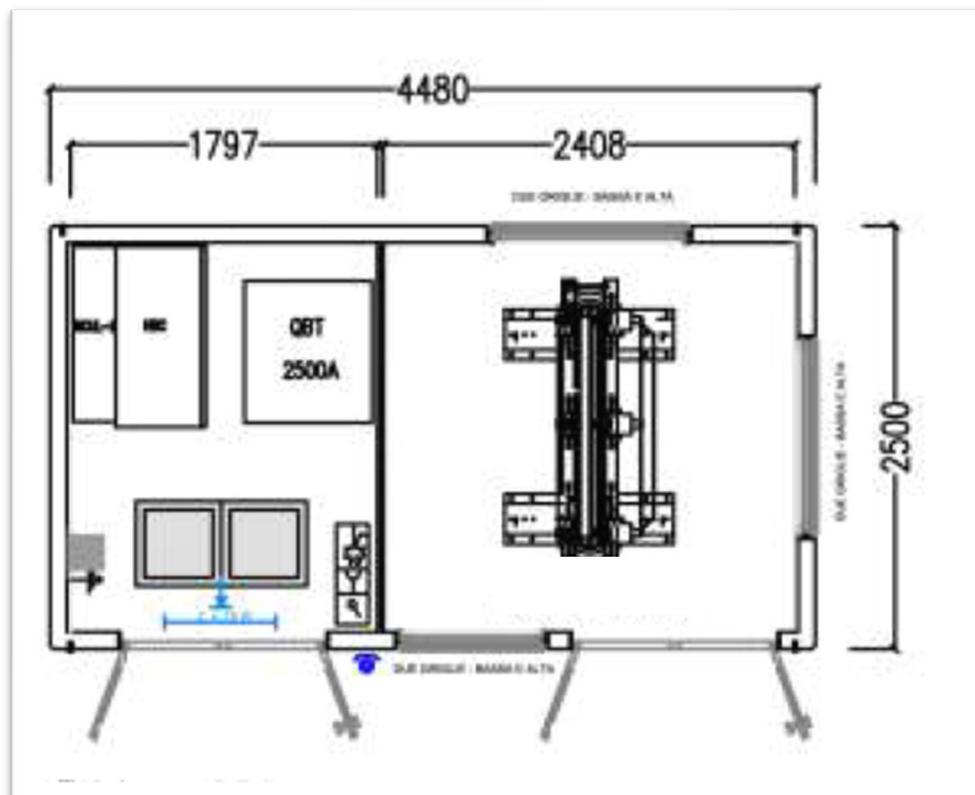


Figura 9: Vista in pianta cabina di trasformazione MT/BT equipaggiata con singolo trasformatore da 2000 kVA

In particolare, per ognuno dei due sottocampi fotovoltaici da 4968 kWp è previsto l'utilizzo di n° 2 trasformatori MT/BT in resina da 2000kVA, mentre per il sottocampo fotovoltaico da 2052 kWp si prevede di utilizzare n° 1 in resina trasformatore da 2000 kVA.



Figura 10: trasformatori MT/BT isolati in resina da 2000 kVA

Considerando che entrambe le tipologie di trasformatori hanno un rapporto di trasformazione nominale pari a 20kV/0,8kV, le correnti nominali degli avvolgimenti di bassa tensione, da prendere in considerazione ai fini della valutazione della DPA, valgono:

$$I_{nBT}(\text{trafo da } 2000\text{kVA}) = 1444 \text{ A}$$

Assumendo che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 4 cavi unipolari da 300 mm², utilizzando la tabella sotto allegata, si può determinare il diametro del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA:

Numero conduttori	Sezione nominale	Diametro indicativo conduttore	Spessore medio isolante	Diametro est. indicativo di produzione	Peso indicativo del cavo	Resistenza Elettrica a 20°C	Portate di corrente (A)	
Cores number	Cross section	Approx conductor diameter	Insulation medium thickness	Approx external production diameter	Approx cable weight	Electric resistance at 20°C	Current carrying capacities (A)	
(N°)	(mm²)	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30°C In tubo o in aria In air or pipe	(*) 20°C Interrato In ground
1x	1.5	1.6	0.7	6.05	51	13.3	20	21
	4	2.6	0.7	7.15	84	4.95	37	35
	6	3.4	0.7	7.5	104	3.3	48	44
	10	4.4	0.7	7.99	152	1.91	66	59
	16	5.7	0.7	9.1	211	1.21	88	77
	25	6.9	0.9	10.4	301	0.78	117	100
	35	8.1	0.9	11.7	396	0.554	144	121
	50	9.8	1	14.05	556	0.386	175	150
	2.5	2	0.7	6.5	63	7.98	28	27
	70	11.6	1.1	15.9	761	0.272	222	184
	95	13.3	1.1	17.59	991	0.206	269	217
	120	15.1	1.2	19.9	1219	0.161	312	259
	150	16.8	1.4	22.01	1517	0.129	355	287
	185	18.6	1.6	24.2	1821	0.106	417	323
	240	21.4	1.7	26.88	2366	0.0801	490	379
	300	23.9	1.8	31.7	2947	0.0641	-	429
400	27.5	2	35.1	3870	0.0486	-	541	
2x	1.5	1.6	0.7	9.6	125	13.3	22	23
	2.5	2	0.7	10.1	151	7.98	30	30
	4	2.6	0.7	11.9	210	4.95	40	39
	6	3.4	0.7	12.7	260	3.3	51	49
	10	4.4	0.7	14.27	395	1.91	69	66
	16	5.7	0.7	16.3	576	1.21	91	86
	25	6.9	0.9	19	806	0.78	119	111
	35	8.1	0.9	21.4	1052	0.554	146	136
	50	9.8	1	25.5	1465	0.386	175	168
	70	11.6	1.1	30.8	2282	0.272	221	207
	95	13.3	1.1	33.9	2917	0.206	265	245
	120	15.1	1.2	37.9	3678	0.161	305	284
150	16.8	1.4	42	4028	0.129	-	324	
3x	1.5	1.6	0.7	9.9	142	13.3	19.5	19
	2.5	2	0.7	11	185	7.98	26	25
	4	2.6	0.7	12.5	246	4.95	35	32
	6	3.4	0.7	13.5	317	3.3	44	41
	10	4.4	0.7	16.5	503	1.91	60	55
	16	5.7	0.7	18.5	690	1.21	80	72
	25	6.9	0.9	21.9	991	0.78	105	93
	35	8.1	0.9	23.99	1370	0.554	128	114
	50	9.8	1	29.5	1941	0.386	154	141
	70	11.6	1.1	33.9	2680	0.272	194	174
	95	13.3	1.1	37.8	3487	0.206	233	206
	120	15.1	1.2	42.66	4406	0.161	268	238
	150	16.8	1.4	46.87	5440	0.129	300	272
	185	18.6	1.6	53.5	6750	0.106	340	306
240	21.4	1.7	60.65	8778	0.0801	398	360	

Tabella 1: Caratteristiche tecniche cavi elettrici 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 dai trasformatori di 130 mm, pertanto, applicando la (1) si ottiene una distanza di prima approssimazione, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$\text{DPA (cabina equipaggiata con n° 2 trasformatori da 2000kVA)} = 5,5 \text{ m}$$

Il risultato ottenuto viene rappresentato graficamente nella figura sotto riportata:

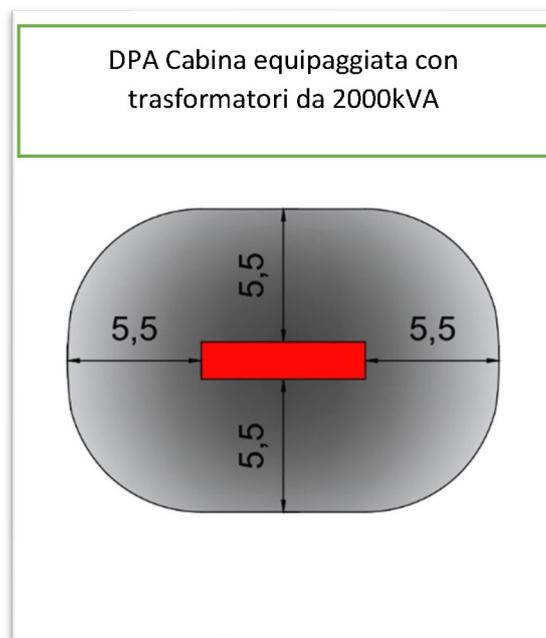


Figura 11: indicazione della distanza di prima approssimazione di una cabina di trasformazione equipaggiata con trasformatori da 2000 kVA

Linee elettriche di media tensione

Le cabine elettriche di trasformazione BT/MT dei tre sottocampi fotovoltaici, saranno interconnesse tra loro in entra-esce e collegate al quadro elettrico generale di media tensione, installato all'interno del Locale Utente, a mezzo di una linea elettrica di media tensione in cavo interrato in semplice terna:

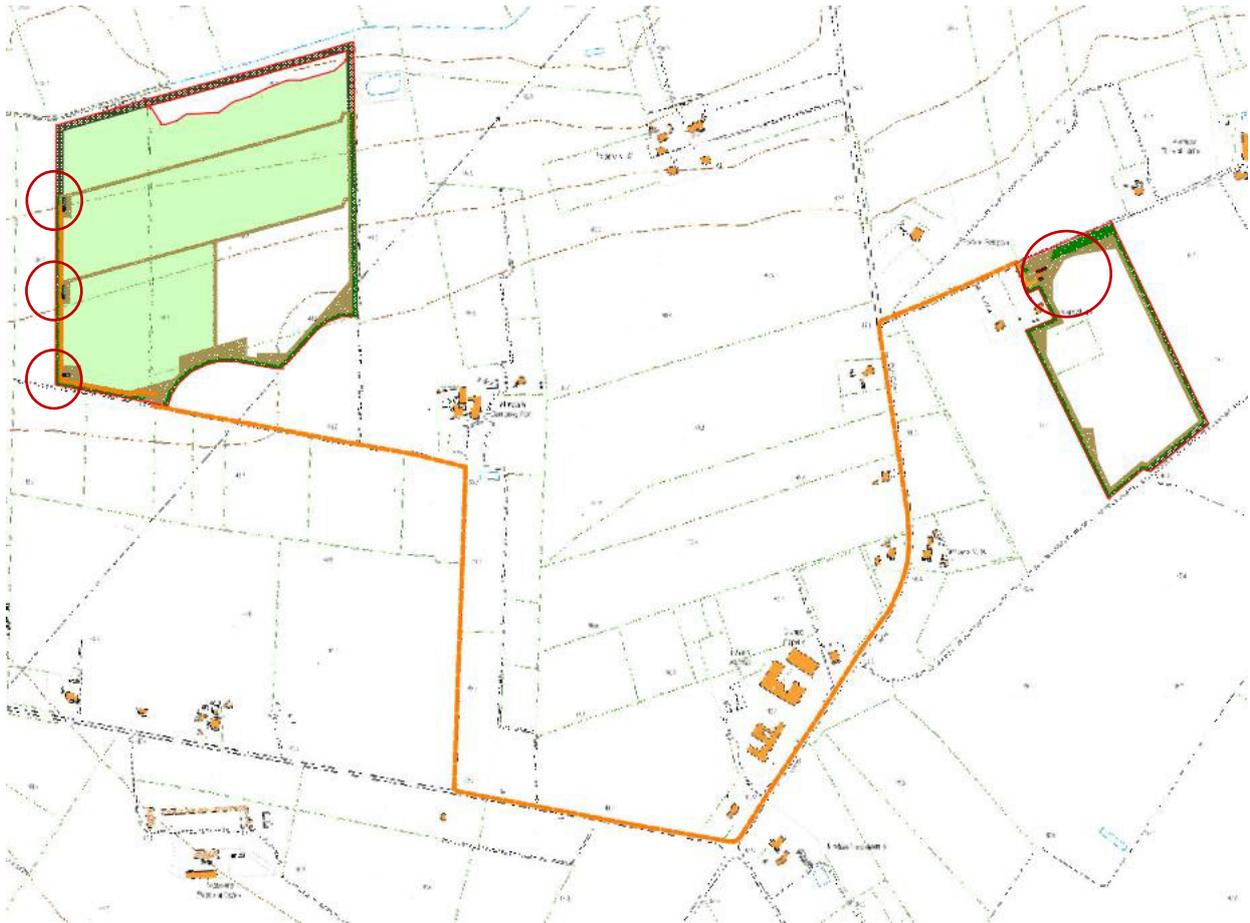


Figura 12: Posizionamento cabine e tracciato cavidotto MT di Utenza - Torre di Lama 2

Il profilo trasversale del campo magnetico generato dalle linee elettriche in cavo interrato, misurato a 1 m dal piano di calpestio, ha un andamento del tipo indicato nelle figure seguenti, dove:

- le curve della figura a si riferiscono a linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A;
- le tre curve di figura b sono riferite a linee con fasi disposte a trifoglio e distanti tra loro 0,05 m con profondità di posa per fase di cui alla precedente figura.

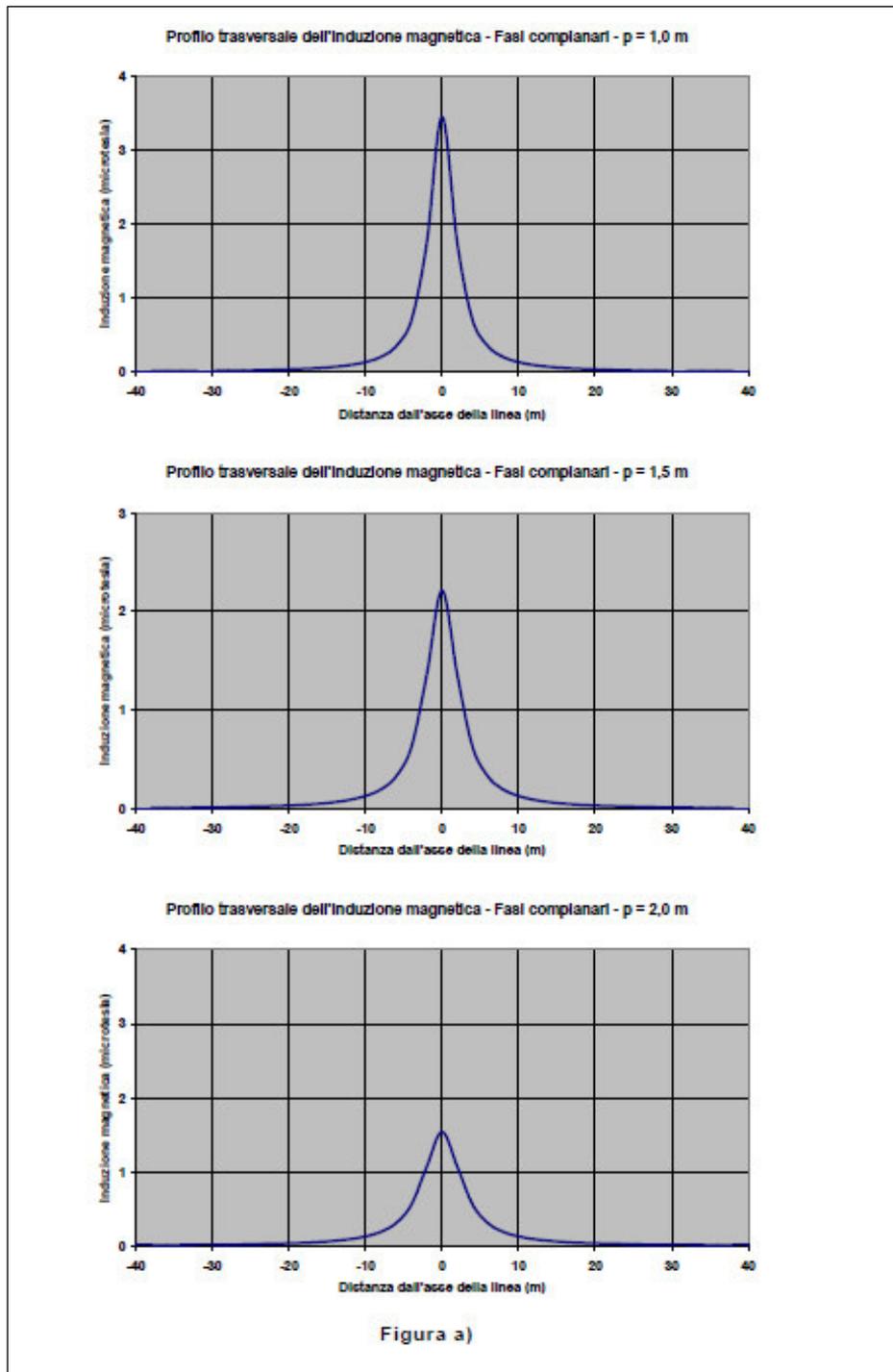


Figura 13: figura a) tratta dalla Norma CEI 11-17

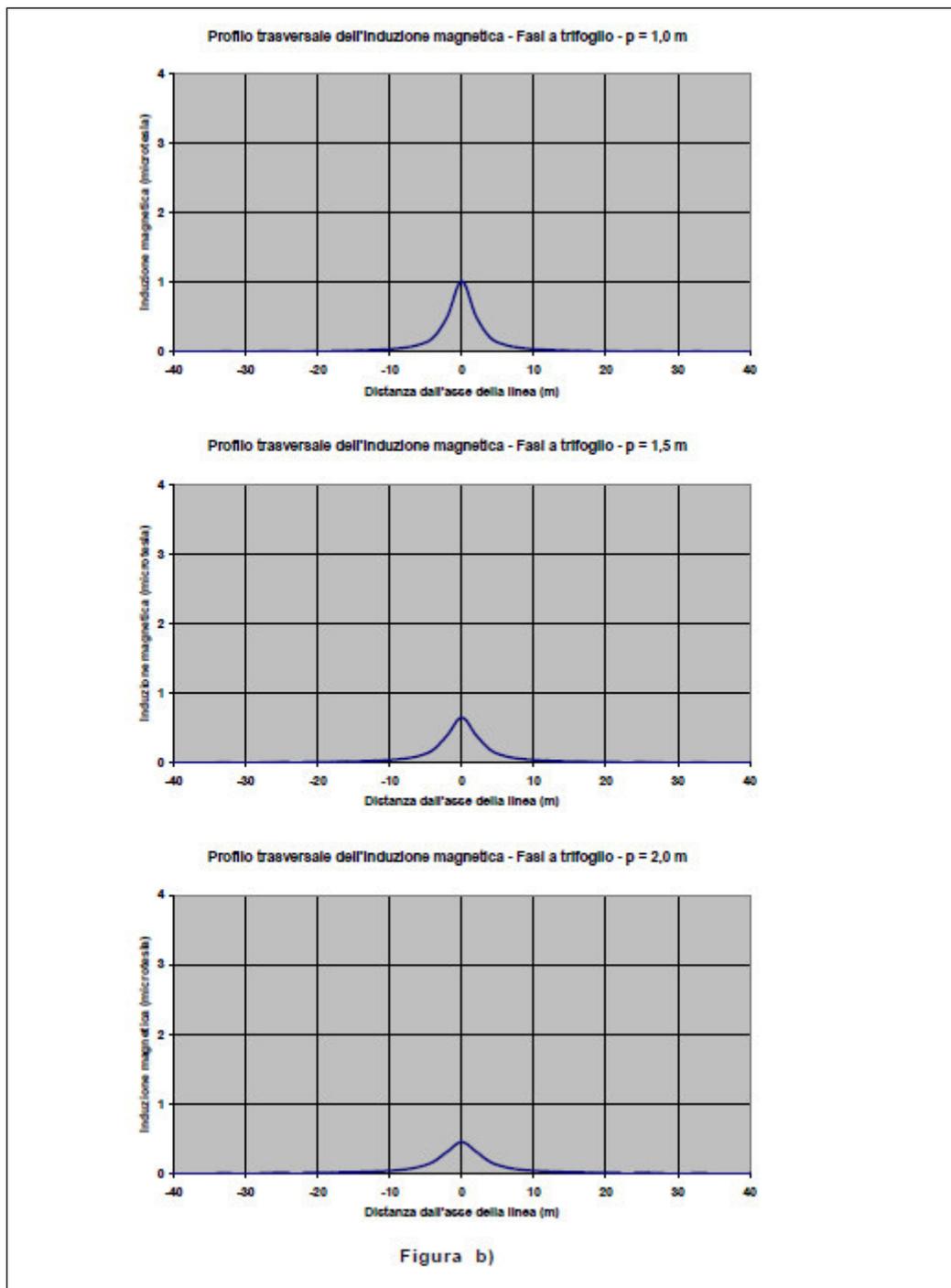


Figura 14: figura b) tratta dalla Norma CEI 11-17

Analizzando i grafici sopra rappresentati, si nota che l'intensità del campo magnetico generato decresce rapidamente con la distanza e che l'incremento della profondità di posa e l'avvicinamento delle fasi e la loro disposizione a trifoglio, a parità di altre condizioni, attenua il campo.

Al contrario, nel caso di linea in doppia terna, a parità di profondità di posa, la configurazione con le fasi disposte in piano e a contatto è, in genere, migliore di quella a trifoglio, se le fasi delle due terne sono disposte in maniera ottimale, soprattutto per quanto riguarda i valori di induzione

magnetica ad una certa distanza dall'asse della linea. Inoltre, in questi casi, anche la distanza tra le due terne rappresenta un fattore importante ai fini della mitigazione del campo magnetico. I risultati di calcolo riportati nella figura seguente, tratta dalla Norma CEI 106-11, illustrano tali affermazioni ed evidenziano come, nel caso della posa a trifoglio, i valori dell'induzione magnetica diminuiscano all'aumentare della distanza tra le due terne, mentre con la posa in piano si verifichi esattamente l'opposto.

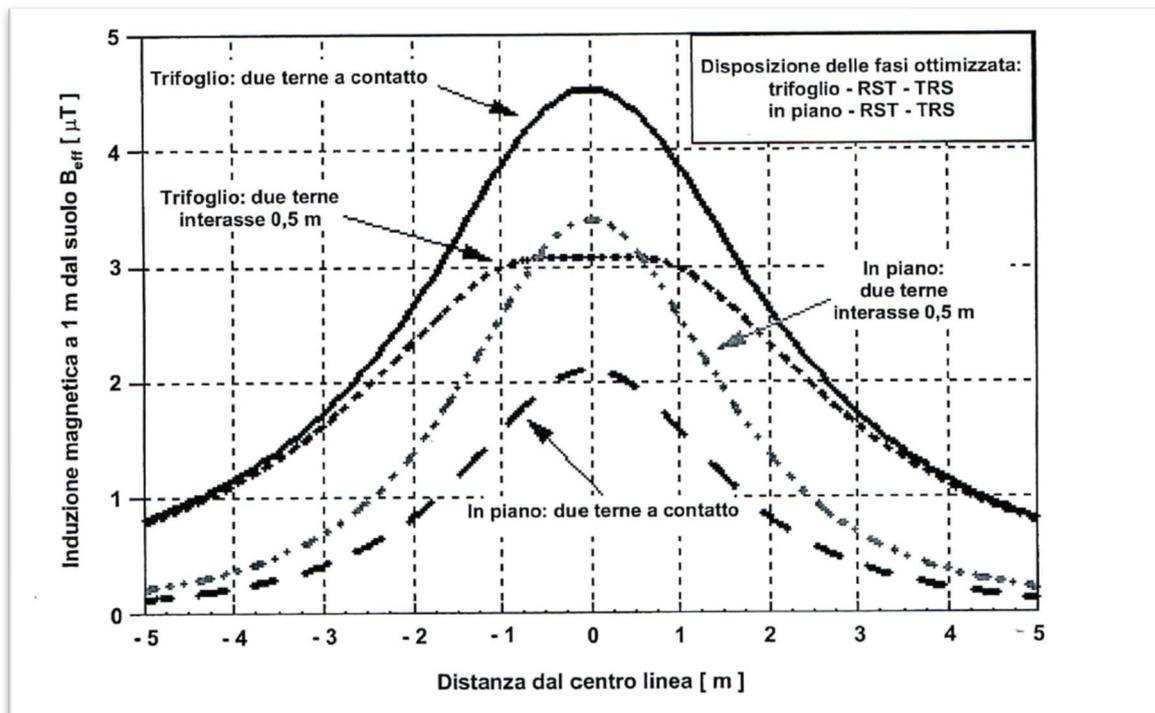


Figura 15: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

L'esempio riportato sopra dimostra inoltre come, nel caso dei cavi disposti in doppia terna, le combinazioni dei parametri geometrici ed elettrici che entrano in gioco nella determinazione della distribuzione del campo magnetico siano in pratica più numerose e/o maggiormente modificabili di quelle precedentemente individuate per tipiche linee elettriche aeree. Infatti, come è facilmente intuibile, esiste una maggior libertà nella scelta della geometria di posa delle due terne e nella disposizione delle fasi dei cavi.

In fase di progettazione definitiva, al fine di ridurre l'entità del campo magnetico generato durante l'esercizio, si è deciso di utilizzare cavi tripolari ad elica visibile per posa interrata ARE4H5EX

12/20kV per la realizzazione dell'elettrodotto MT di collegamento tra le cabine di trasformazione e il quadro elettrico generale di media tensione:



Figura 16: cavi MT ad elica visibile ARE4H45E 12/20kV per posa interrata

L'utilizzo di cavi avvolti reciprocamente a spirale, fa sì che l'obiettivo di qualità di $3\mu T$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003, venga raggiunto a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso ($50\div 80cm$), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la profondità di posa 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 sopra descritto, trova riscontro nella guida e-Distribuzione "Linee guida per l'applicazione del paragrafo 5.1.3 dell'Allegato al DM 29.05.08 – Distanza di prima approssimazione (DPA) da linee elettriche e cabine elettriche", con particolare riferimento alle linee elettriche di distribuzione di media tensione di e-Distribuzione:

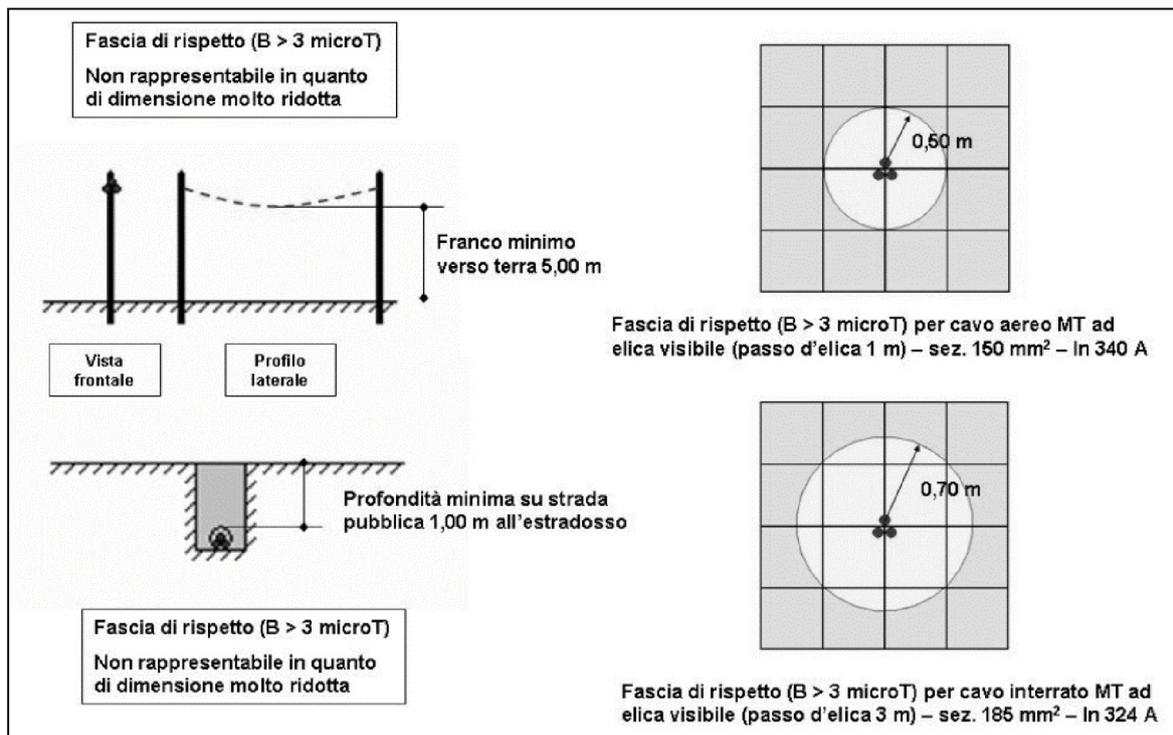


Figura 17: DPA linee MT ad elica visibile

Inoltre, considerando che le linee si svilupperanno all'interno 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, possiamo affermare che per questa tipologia di cavi, non è necessario definire una fascia di rispetto in quanto l'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003 è rispettato ovunque.

Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano particolari problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle linee e cabine/stazioni elettriche, 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;
- gli inverter presentano le certificazioni necessarie a garantirne sia l'immunità dai disturbi elettromagnetici esterni, sia le ridotte emissioni per minimizzarne l'interferenza elettromagnetica con altre apparecchiature elettroniche posizionate nelle vicinanze o con la rete elettrica stessa (via cavo).
- le DPA delle cabine MT/BT rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- per quanto riguarda le linee MT, l'utilizzo di cavi avvolti tripolari ad elica visibile e la profondità di posa prevista, consentono di ridurre l'induzione magnetica a livello del suolo lungo l'asse della linea a valori inferiori all'obiettivo di qualità di $3\mu\text{T}$.

Ciò nonostante, a lavori ultimati si potranno eseguire delle prove sul campo che dimostrino l'esattezza dei calcoli e delle assunzioni fatte.