

REGIONE SICILIANA

Provincia di Agrigento

Comuni di FAVARA e AGRIGENTO

PROGETTO:

IMPIANTO AGRI-VOLTAICO FAVARA 1"

PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO DI POTENZA PARI A
51,72 MWp IN CONTRADA S. BENEDETTO
nei comuni di FAVARA (AG) e AGRIGENTO"



PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE



10PIU' ENERGIA SRL

Via Aldo Moro, 28 - 25043 Breno (BS)

P.I. 04309260984 - PEC: 10piuenergia@pec.it

PROGETTAZIONE



PROTECNA s.r.l.

via XX Settembre, 25

00062 Bracciano (RM)

PEC: protecnasrl@pec.it

I Tecnici

Dott. Ing. Paolo Lo Biundo

Dott. Ing. Francesco Mollame

ELABORATO

Relazione sui campi elettromagnetici

CODICE	SCALA	FORMATO	CODIFICA INTERNA
R.11	1:--	A4	R.11_10PN2201PDRrti011R0

REV.	DATA	DESCRIZIONE REVISIONE	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO
00	30/09/2022	PRIMA EMISSIONE	PL	FM	AL

Sommario

Premessa	2
Riferimenti Normativi.....	4
Descrizione generale dell'impianto	5
Valutazione dei campi elettromagnetici.....	11
Conclusioni	27

Premessa

La presente relazione tecnica è stata redatta al fine di valutare l'impatto elettromagnetico generato dalle Infrastrutture Elettriche di Utente necessarie per la connessione alla Rete Elettrica di Distribuzione di media tensione, nell'ambito della progettazione definitiva dell'impianto fotovoltaico che la Società 10 PIU' ENERGIA SRL intende realizzare in località S. Benedetto, nei territori di Agrigento e Favara in provincia di Agrigento.

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'area per l'installazione dell'impianto fotovoltaico, denominato "FAVARA 1", si trova nei territori comunali di Agrigento e Favara (AG).

Dal punto di vista cartografico, l'area oggetto dell'indagine, si colloca sulla CTR alla scala **1:10.000**, nella Sezione **636080 e 636040**.

Il sito è identificato al catasto terreni del comune di Favara, sul foglio di mappa n. 21 particelle 11, 421, 422, 423, 67, 71 e 73 e catasto terreni del comune di Agrigento foglio di mappa n. 194 particelle 15, 19, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 28, 33, 34, 45, 55; foglio di mappa 122 particelle 17, 31, 33, 44, 50; foglio di mappa 131 particelle 1, 2, 3, 4, 5, 8, 829.

L'impianto risiederà su appezzamenti di terreno posti ad un'altitudine media di 240 m.s.l.m, diviso in 6 lotti. Il sito è facilmente raggiungibile dalla SP3 e SP189, entrambe collegate alla SS640 Caltanissetta-Agrigento che collega la SS115 a sud con la A19 a nord.

L'estensione complessiva è circa 124,46 ettari

L'area, oggetto di studio, è un terreno rurale, attualmente incolto, e circondato da terreni agricoli prevalentemente coltivati o caratterizzati da seminativo semplice.



Figura 2 - Inquadramento su ortofoto

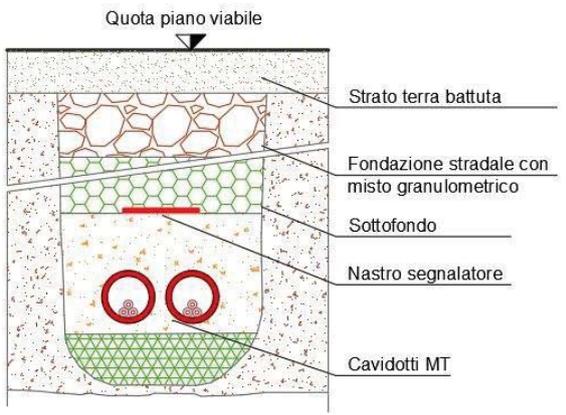
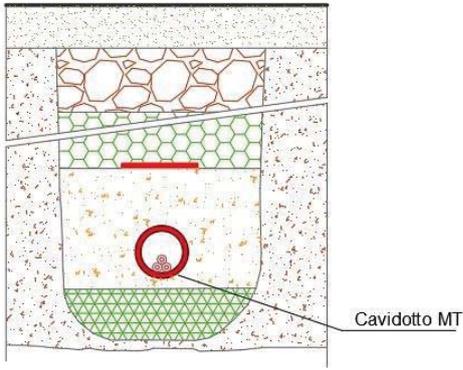
Non sono presenti sul sito, fenomeni di ombreggiamento, dovuti alla presenza di alberi ad alto fusto o edifici, che possano ostacolare l'irraggiamento diretto durante tutto l'arco della giornata.

La **potenza nominale del generatore fotovoltaico**, data dalla somma delle potenze nominali dei singoli moduli fotovoltaici, è pari a **51.720 kWp**, e sulla base di tale potenza è stato dimensionato tutto il sistema.

L'impianto sarà suddiviso in 6 lotti per i quali è prevista la realizzazione di n° 15 locali di trasformazione nei quali saranno presenti anche i quadri di parallelo dei gruppi di conversione costituiti da un totale di 244 inverter della SMA modello Sunny Highpower 150-20.

L'impianto sarà collegato in antenna a 150kV con la stazione elettrica (SE) di smistamento a 150/220kV della RTN "Favara" previo potenziamento della stessa.

I 15 sottocampi previsti, hanno una potenza di picco, intesa come somma delle potenze dei moduli fotovoltaici scelti per la realizzazione del campo, pari a **4.373,04 kWp, 2.104,32 kWp, 2.663,28 kWp, 3.715,44 kWp, 5.129,28 kWp, 4.011,36 kWp, 2.202,96 kWp, 3.518,16 kWp, 3.551,04 kWp, 5.063,52 kWp, 5.293,68 kWp, 2.531,76 kWp, 2.959,20 kWp, 2.531,76 kWp e 2.071,44 kWp** rispettivamente, e per ognuno è prevista la realizzazione di un locale di conversione e trasformazione, all'interno del quale saranno installati i quadri di parallelo inverter, i quadri elettrici di media e bassa tensione e i trasformatori MT/BT. Quanto descritto viene rappresentato nello schema a blocchi sotto riportato:



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

- 75504 moduli fotovoltaici da 685Wp;
- cavi elettrici di bassa tensione in corrente continua che dalle stringhe e dai quadri parallelo stringhe arrivano agli inverter;
- N° 244 inverter di stringa Sunny Highpower 150-20 con potenza nominale 225 kWp e potenza massima di uscita 150kW;
- cavi elettrici di bassa tensione che dagli inverter arrivano ai quadri elettrici BT installati all'interno delle cabine di trasformazione;
- N° 15 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° 15 trasformatori MT/BT con le seguenti potenze in kVA: 5500 (Campo A1), 2500 (Campo A2), 3200 (Campo B1), 4500 (Campo B2), 6500 (Campo B3), 5000 (Campo C1), 2500 (Campo D1), 4500 (Campo E1), 4500 (Campo E2), 6300 (Campo F1), 6500 (Campo F2), 6600 (Campo F3), 3500 (Campo F4), 3200 (Campo F5), 2500 (Campo F6);
- N° 15 locali di campo di tipo prefabbricato in cui avverrà il parallelo dei campi in BT e la trasformazione in MT
- N° 3 linee elettriche di media tensione in cavo interrato in AL di sezione variabile da 3x(1x150) a 3x(1x630) mm² come riportato nella tavola "Schema elettrico unifilare di impianto MT/BT"

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.

Moduli EGING PV, Aurora Pro SERIES modello EG-685NT66-HU/BF-dg, moduli in silicio monocristallino bifacciale a 132 celle, la cui potenza di picco è pari a 685Wp con le seguenti caratteristiche elettriche:

Electrical Characteristics							
Power level	660	665	670	675	680	685	
Pmax (W)	660	665	670	675	680	685	
Vmp (V)	38.78	38.99	39.21	39.43	39.63	39.85	
Imp (A)	17.02	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19	
Voc (V)	46.61	46.78	47.01	47.22	47.43	47.64	
Isc (A)	18.03	18.07	18.10	18.14	18.18	18.22	
Module efficiency (%)	21.24	21.40	21.56	21.72	21.89	22.05	
Maximum system voltage (V)				1500			
Fuse Rating (A)				30			
Temperature coefficient Pmax (%/°C)				-0.30			
Temperature coefficient Isc (%/°C)				0.04			
Temperature coefficient Voc (%/°C)				-0.25			
STC:Irradiance 1000W/m ² ,module temperature 25°C,AM=1.5							
Bifacial Output-Backside Power Gain							
10%	Pmax(W)	726	731	737	742	748	753
	Module efficiency (%)	23.37	23.53	23.73	23.89	24.08	24.24
20%	Pmax(W)	792	798	804	810	816	822
	Module efficiency (%)	25.50	25.69	25.88	26.08	26.27	26.46

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.

SUNNY HIGHPOWER PEAK3



SHP 100-20 / SHP 150-20



Premium Monitoring-Service
SMA SMART CONNECTED

Technical Data	Sunny Highpower 100-20	Sunny Highpower 150-20
Input (DC)		
Max. PV array power	150000 Wp	225000 Wp
Max. input voltage	1000 V	1500 V
MPP voltage range / rated input voltage	590 V to 1000 V / 590 V	880 V to 1450 V / 880 V
Max. input current / max. short-circuit current	180 A / 325 A	180 A / 325 A
Number of independent MPP trackers	1	1
Number of inputs	1 or 2 (optional) for external PV array junction boxes	
Output (AC)		
Rated power at nominal voltage	100000 W	150000 W
Max. apparent power	100000 VA	150000 VA
Nominal AC voltage / AC voltage range	400 V / 304 V to 477 V	600 V / 480 V to 690 V
AC grid frequency / range	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz	50 Hz / 44 Hz to 55 Hz 60 Hz / 54 Hz to 66 Hz
Rated grid frequency	50 Hz	50 Hz
Max. output current	151 A	151 A
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Harmonic (THD)	< 3%	
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE	
Efficiency		
Max. efficiency / European efficiency	98.8% / 98.6%	
Protective devices		
Ground fault monitoring / grid monitoring / DC reverse polarity protection	● / ● / ●	
AC short-circuit current capability / galvanically isolated	● / -	
All-pole-sensitive residual-current monitoring unit	●	
Monitored surge arrester (type II) AC / DC	● / ●	
Protection class (according to IEC 62109-1) / overvoltage category (as per IEC 62109-1)	I / AC: III; DC: II	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	770 mm / 830 mm / 444 mm (30.3 in / 32.7 in / 17.5 in)	
Weight	98 kg (216 lbs)	
Operating temperature range	-25°C to +60°C (-13°F to +140°F)	
Noise emission (typical)	< 69 dB(A)	
Self-consumption (at night)	< 5 W	
Topology	transformerless	
Cooling method	OptiCool, active cooling, speed-controlled fan	
Degree of protection (according to IEC 60529)	IP65	
Max. permissible value for relative humidity (non-condensing)	100%	
Features / function / accessories		
DC connection / AC connection	Terminal lug (up to 300 mm ²) / Screw terminal (up to 150 mm ²)	
LED indicators (Status / Fault / Communication)	●	
Ethernet interface	● (2 ports)	
Data interface: SMA Modbus / SunSpec Modbus / Speedwire	● / ● / ●	
Mounting type	Rack mounting	
OptiTrac / Integrated Plant Control / Q on Demand 24/7	● / ● / ●	
Off-grid capable / SMA Fuel Save Controller compatible	● / ●	
Warranty: 5 / 10 / 15 / 20 years	● / ○ / ○ / ○	
Certificates and approvals (selection)	IEC/EN 62109-1/-2, VDE-AR-N 4110/4120, IEC 62116, IEC 61727, EN 50549, C10/11, CEI 0-16, G99/1 (>16A), PO 12.3, ABNT NBR 16149	
● Standard features ○ Optional features – Not available Data at nominal conditions Status: 10/ 2020		
Type designation	SHP 100-20	SHP 150-20

Figura 8: 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 7506 kWp** e sarà suddiviso in 10 campi fotovoltaici. Per ciascun campo, 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. I locali menzionati saranno del tipo CEP P67, come quelli rappresentati in figura 6:

P67

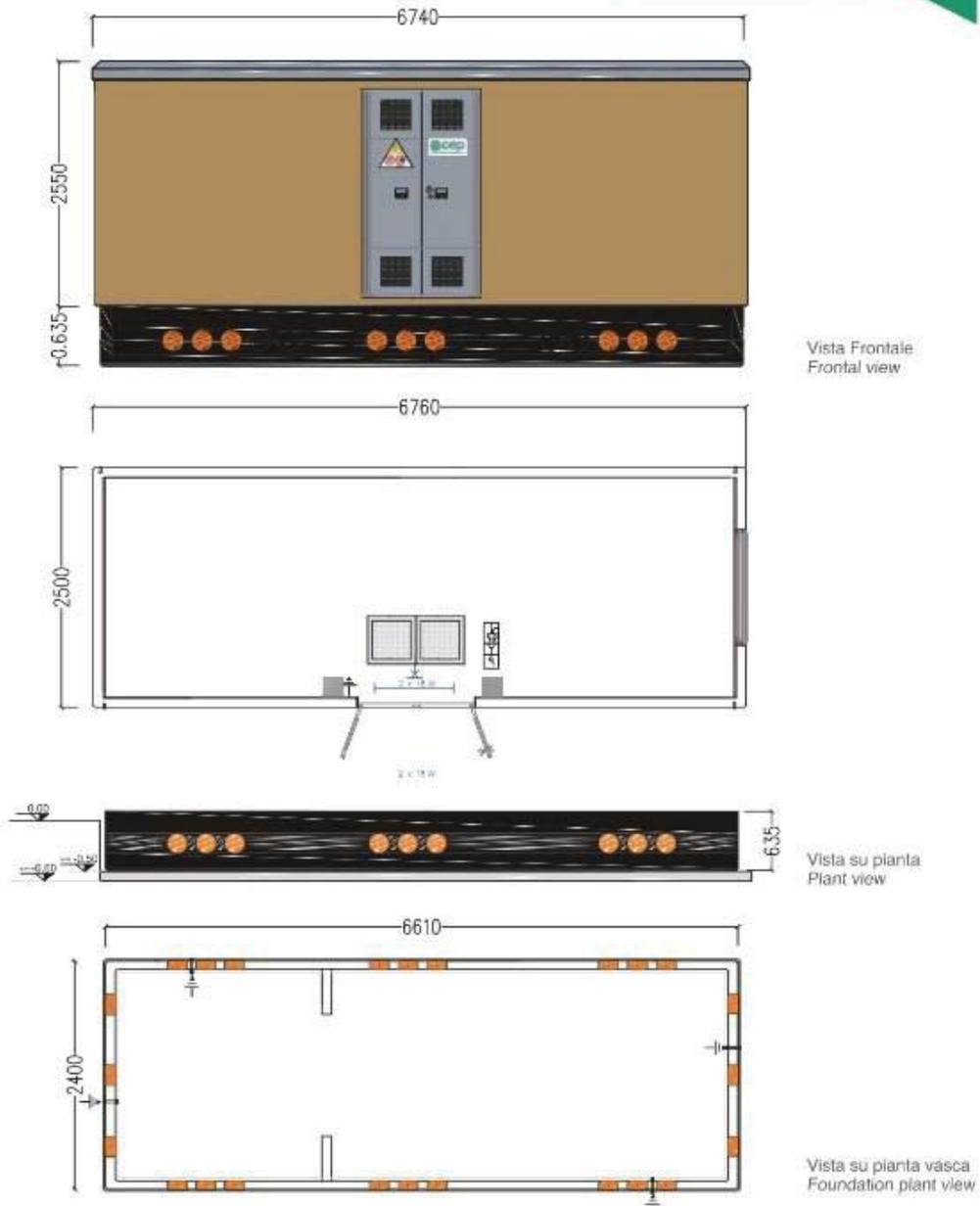


Figura 9: Vista laterale e in pianta Cabina elettrica equipaggiata con singolo trasformatore MT/BT

In particolare, per i ciascun sottocampo fotovoltaico, è previsto l'utilizzo di un trasformatore BT/MT. Considerando che i trasformatori scelti hanno un rapporto di trasformazione nominale pari a 30kV/0,63kV, e facendo il calcolo nel caso peggiore con il trasformatore di taglia più elevata, le correnti nominali degli avvolgimenti di bassa tensione, da prendere in considerazione ai fini della valutazione della DPA, valgono:

$$I_{n\ BT}(\text{trafo da } 6000\text{kVA}) = 5498\ \text{A}$$

Assumendo che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 6 cavi unipolari da 300 mm² (mentre nella realtà verranno utilizzate blindo barre in rame), 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	Portale 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	

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 circa 145 mm, pertanto, applicando la (1) si ottiene una distanza di prima approssimazione, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 4,63 \text{ m}$$

Tale calcolo viene eseguito con la potenza massima transitabile sul trasformatore, nella realtà i trasformatori vengono sovradimensionati per evitare surriscaldamenti nei periodi estivi, la potenza reale genera una DPA di 4,63 metri approssimata a **5 metri** con un campo B pari a 2,09 μT e una DPA dai cavi con posa a trifoglio pari a 4 metri in prossimità del parallelo al trafo.

Tali distanze in realtà risulteranno ulteriormente ridotte per via della gabbia metallica a protezione del

trafo non apribile sotto tensione e per la schermatura dell'armatura della stessa cabina.

Linee elettriche di media tensione

Per la connessione delle cabine elettriche di trasformazione BT/MT di campo al quadro elettrico generale di media tensione, è prevista la realizzazione di n° 3 linee elettriche MT in cavo interrato.

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.
- 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.

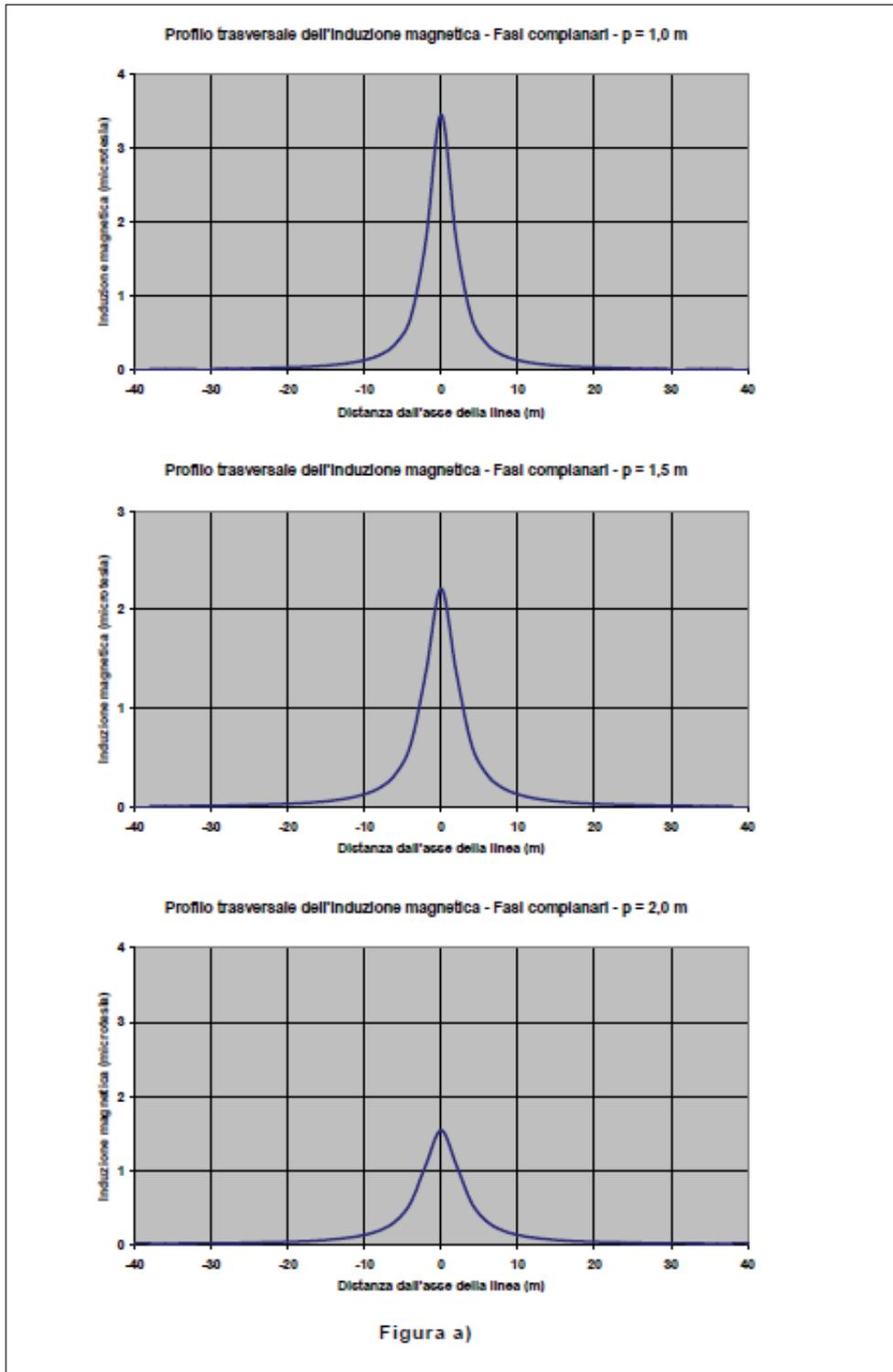


Figura 13: figura a) tratta dalla Norma CEI 11-17

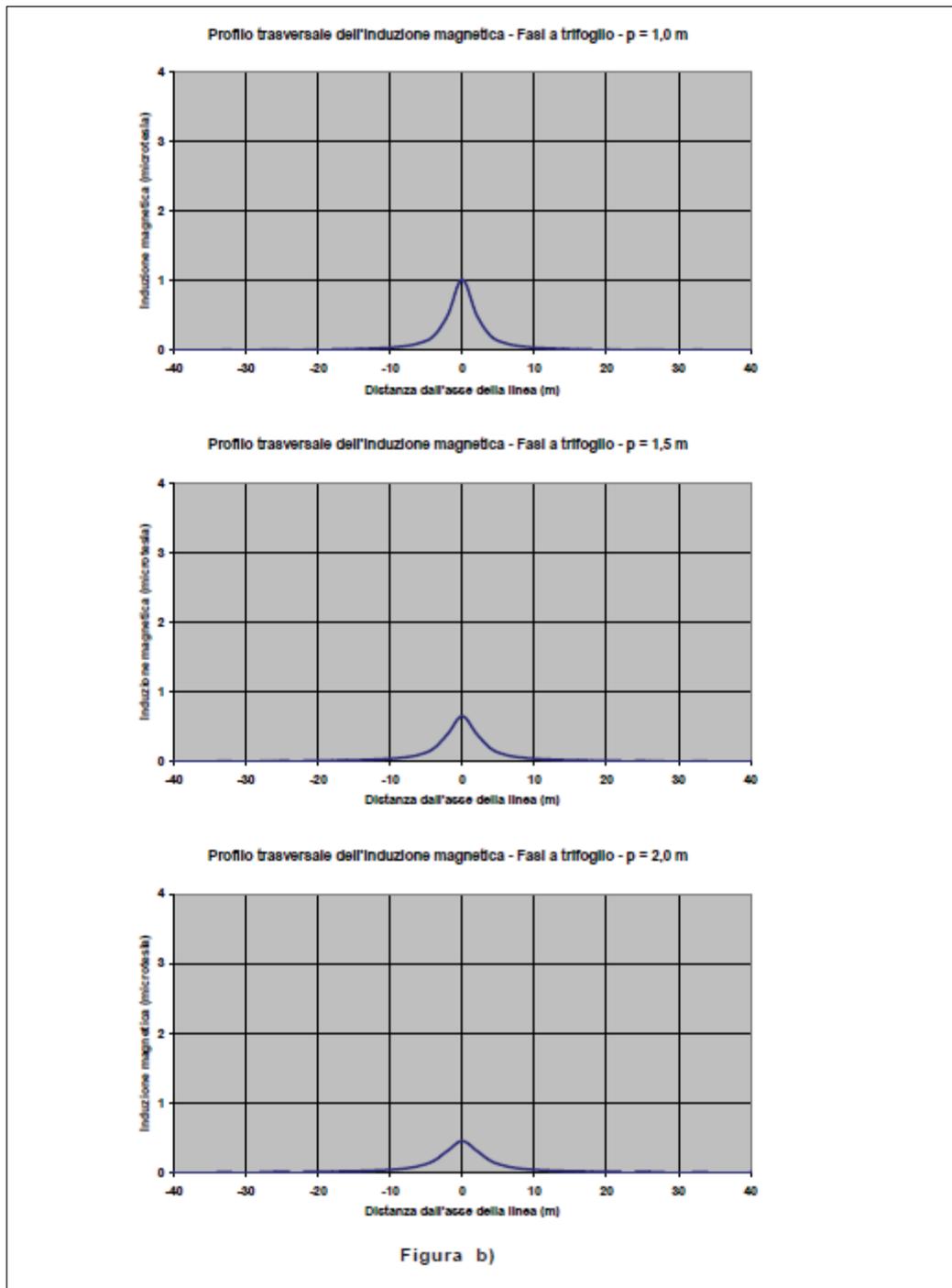


Figura 14: figura b) tratta dalla Norma CEI 11-17

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 verifici esattamente l'opposto.

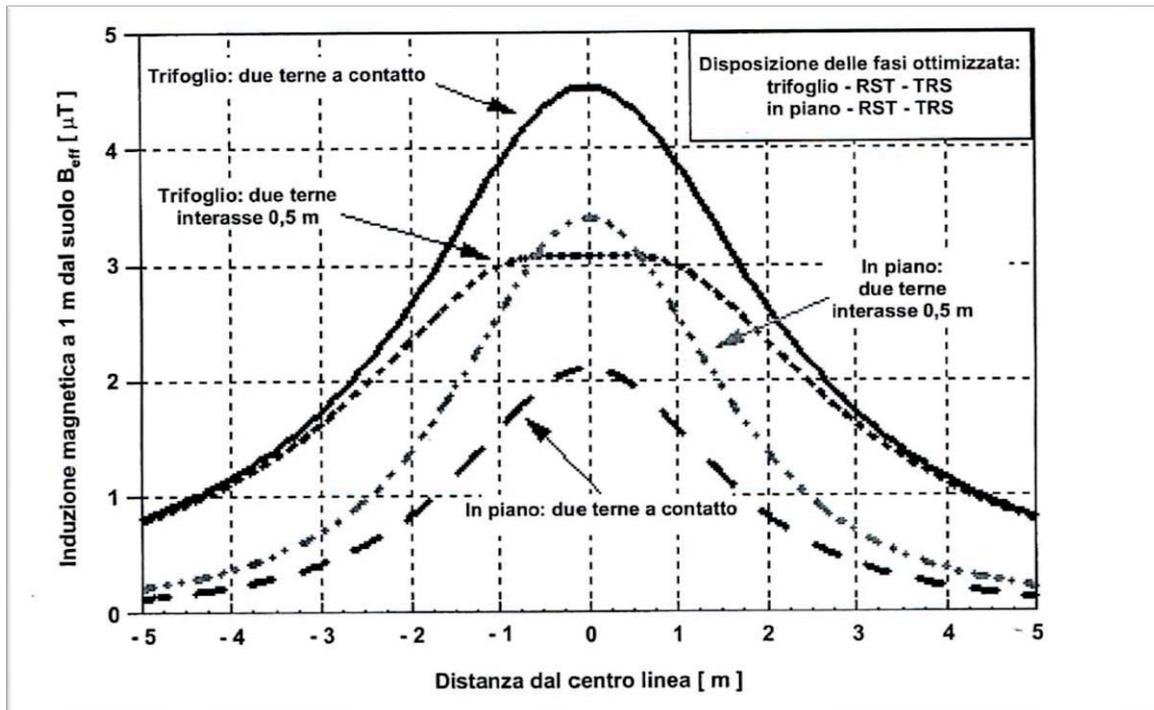


Figura 15: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m;

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 18/30kV per la realizzazione degli elettrodotti MT di collegamento tra le cabine di trasformazione BT/MT di campo 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 $3\mu\text{T}$ fissato dal D.P.C.M. 08/07/2003, venga raggiunto a brevissima distanza dall'asse del cavo stesso (50÷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 $3\mu\text{T}$, 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:

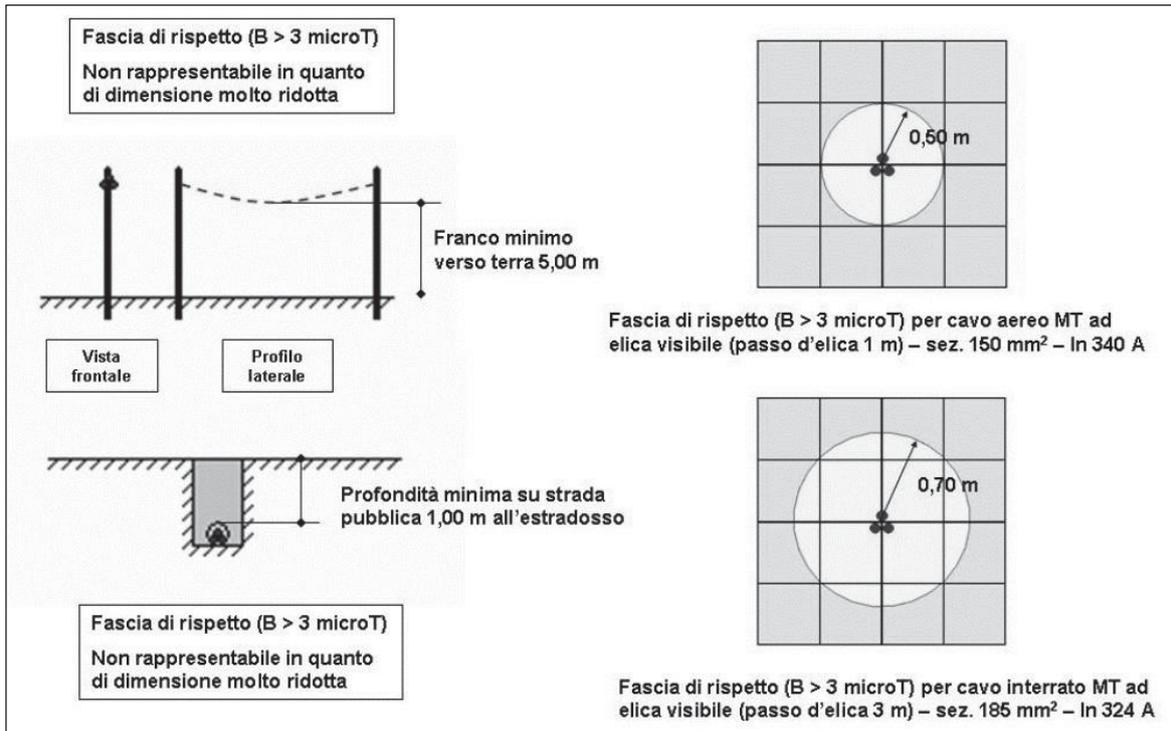


Figura 17: DPA linee MT ad elica visibile

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.

I Tecnici
Ing Francesco Mollame
Ing Paolo Lo Biundo