



REGIONE SICILIANA
 PROVINCIA DI CALTANISSETTA
 COMUNE DI MAZZARINO



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI MAZZARINO (CL), IN CONTRADA "PIANO LAGO" DELLA POTENZA IN IMMISSIONE PARI A 50 MW DENOMINATO "ZIGOLO HV"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA
 CAMPI ELETTROMAGNETICI



IMPIANTO
 AGRIVOLTAICO
 AVANZATO

LAOR
 (Land Area
 Occupation Ratio)
 20%

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202203183	ZIGOLOHV_B29		08.05.2024	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

HF SOLAR 19 S.r.l.

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

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

HORIZONFIRM

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

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO
 PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da
fonte energetica rinnovabile attraverso tecnologia
fotovoltaica
denominato
“Zigolo HV”**

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

Progetto definitivo

Sommario

Premessa	0
1. Riferimenti Normativi	3
2. Descrizione generale dell'impianto	4
3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici	13
3.1 Moduli Fotovoltaici	14
3.2 Cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta	15
3.2.1 Procedura di calcolo adottata	15
3.2.2 Individuazione delle sorgenti di emissione e calcolo della DPA	18
3.2.3 Calcolo della fascia di rispetto secondo il DM 29/05/2008	21
3.3 Linee elettriche a 36 kV	25
3.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione	30
4. Conclusioni	31

Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del *Progetto Definitivo* dell'impianto agrivoltaico, che la Società Società "**HF Solar 19 S.r.l.**" intende realizzare nel territorio comunale di Mazzarino (CL) in località "Contrada Piano Lago" su quattro lotti di terreno distinti catastalmente come segue:

- Plot 1: Foglio 190 p.lle 10, 12, 70, 71, 80, 83, 103, 108, 109, 111, 112, 113, 114, 122, 151, 154, 181, 185, 186, 188, 187, 190, 191, 192, 193 (N.C.T.) e Foglio 190 p.lle 194, 213 (N.C.F.);
- Plot 2: Foglio 191 p.lle 6, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 35, 36, 37, 38; Foglio 192 p.la 34 (N.C.T.);
- Plot. 3: Foglio 193 p.lle 3, 4, 116, 120, 126, 134, 144, 154, 156, 164, 172; Foglio 194 p.lle 4, 39, 46, 52, 53, 55, 56, 54, 88 (N.C.T.);
- Plot. 4: Foglio 195 p.lle 8, 9, 10, 28, 12, 30, 31; Foglio 196 p.lle 4, 21, 20, 17, 22, 11 (N.C.T.).

L'impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco¹ pari a **53.343,36 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 36 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data **01/03/2024** e identificato con **Codice Pratica 202203183**, prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV "Chiaromonte Gulfi - Favara".

Ai sensi dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il/i nuovo/i elettrodotto/i in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce/constituiscono **Impianto di Utenza per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utenza**.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna riportato nel Codice di Rete Terna:

¹ Per potenza di picco del Campo Fotovoltaico si intende, ai sensi della Norma CEI 0-16, la somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici installati valutate in condizioni STC.

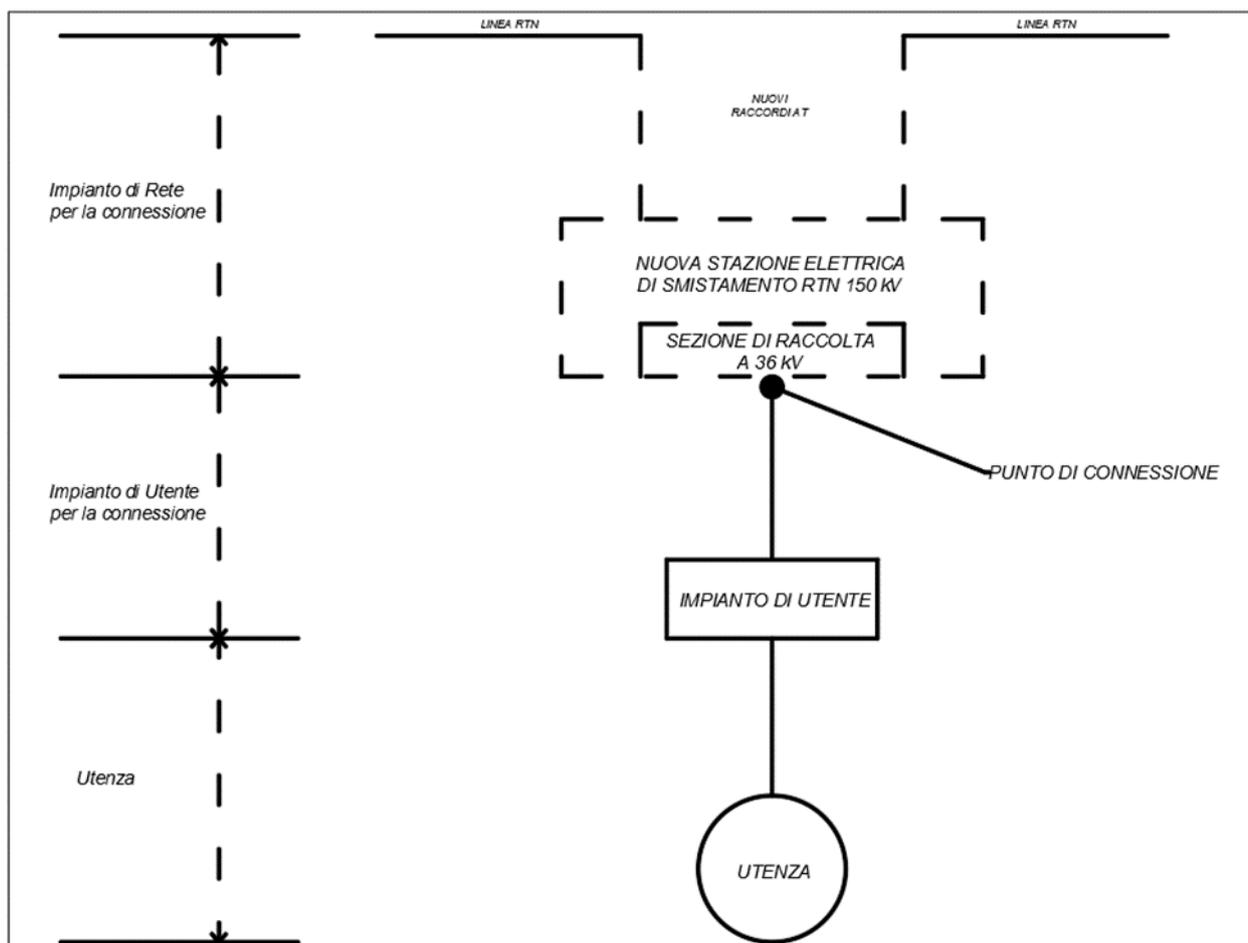


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN

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 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.

1. 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”.

2. Descrizione generale dell'impianto

L'impianto di produzione di energia elettrica oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società “**HF Solar 19 S.r.l.**”, ha una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **53.343,36 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) a 220/150/36 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiaromonte Gulfi - Favara”.

Per una maggiore comprensione di quanto descritto, viene riportato lo schema tipico di inserimento in antenna con nuova stazione elettrica RTN, riportato nella Guida agli schemi di connessione del Codice di Rete Terna:

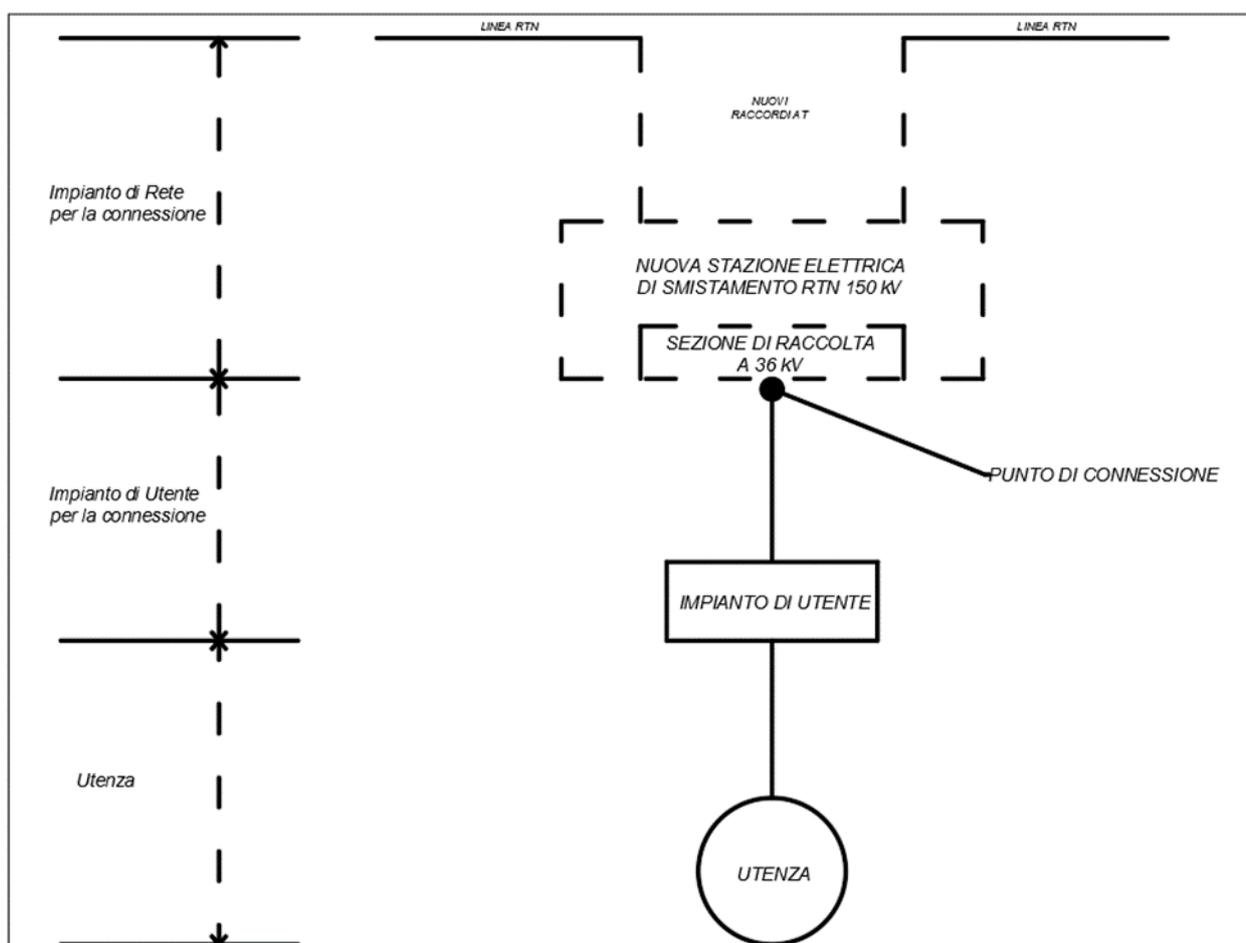


Figura 2: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN

Ai sensi dell'art. 21 dell'allegato A alla deliberazione Arg/elt/99/08 e s.m.i. dell'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, il/i nuovo/i elettrodotto/i in antenna a 36 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce/constituiscono **Impianto di**

Utenza per la Connessione, mentre lo stallo arrivo produttore a 36 kV nella suddetta stazione costituisce **Impianto di Rete per la Connessione**. La restante parte di impianto, a valle dell'impianto di utenza per la connessione, si configura, ai sensi della Norma CEI 0-16, come **Impianto di Utenza**.

Il generatore fotovoltaico, ovvero la parte di impianto che converte la radiazione solare in energia elettrica direttamente sfruttando l'effetto fotovoltaico, è stato dimensionato applicando il criterio della superficie utile disponibile, tenendo dei distanziamenti da mantenere tra i filari di tracker per evitare fenomeni di auto-ombreggiamento e degli spazi necessari per l'installazione delle stazioni di conversione e trasformazione dell'energia elettrica.

Per la realizzazione del campo di generazione, in questa fase della progettazione, si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici **Huasun 720 Wp** costituiti da 132 celle in silicio monocristallino, i quali, tra le tecnologie attualmente disponibili sul mercato, presentano efficienze di conversione più elevate.

Al fine di massimizzare la producibilità annua dell'impianto, i moduli verranno installati su strutture di tipo sub verticale fisso da 14, 28 e 56.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate e dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto è stato suddiviso in 10 sottocampi fotovoltaici, le cui potenze sono quelle di seguito indicate:

- Sottocampo fotovoltaico n°1, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°2, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°3, da 5.644,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°4, da 5.564,16 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°5, da 6.048,00 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°6, da 5.443,20 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°7, da 5.463,36 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°8, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°9, da 4.636,80 kWp;
- Sottocampo fotovoltaico n°10, da 4.616,64 kWp;

Per ciascun sottocampo, è previsto l'utilizzo di una Stazione di Conversione e Trasformazione dell'energia elettrica prodotta **MV POWER STATION SMA 5000**, ciascuna delle quali risulta equipaggiata con n° 2 inverter centralizzati SMA da 2500 kVA e un trasformatore AT/BT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti di bassa tensione indipendenti:



Figura 3: particolare costruttivo Power Station SMA

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

- $U_{oc(25^\circ C)}$ 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:

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

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 $1000W/m^2$, 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 $U_{MPPT\ MAX\ INVERTER}$ 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:

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

dove:

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

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

Ai fini del corretto coordinamento deve risultare:

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

essendo $U_{\text{MPPT min INVERTER}}$ 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 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].

Considerando che le strutture di supporto scelte sono predisposte per l'installazione di 14 e 28 e 56 moduli fotovoltaici, la verifica delle quattro precedenti condizioni è stata condotta ipotizzando di realizzare stringhe *fotovoltaiche da 28 moduli*, ottenendo esito positivo.

Le cabine elettriche di trasformazione verranno interconnesse tra loro e collegate al quadro elettrico generale, installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, a mezzo di linee elettriche di sottocampo secondo l'ordine di seguito indicato:

- Linea n° 1: interconnette le Power Station 1, 2, 3 e 4;
- Linea n° 2: interconnette le Power Station 5 con il quadro elettrico generale;
- Linea n° 3: interconnette le Power Station 6 e 7;
- Linea n° 4: interconnette le Power Station 8, 9 e 10.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, per ciascun sottocampo fotovoltaico è prevista la realizzazione di una cabina elettrica di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta, all'interno del quale verranno installato un trasformatore AT/BT con i relativi quadri elettrici di alta e bassa tensione.

In prossimità dell'area di accesso al sito è prevista una cabina di raccolta, all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale e da cui verrà derivata una dorsale *cavi unipolari ad elica visibile ARE4H5EX* in formazione 2x[3x(1x400)] mm² di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN.

3. 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;
- Cabine di trasformazione;
- Linee elettriche a 36 kV.

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.

3.1 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.

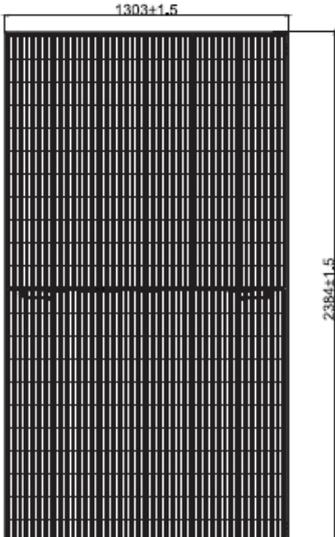
Himalaya G12 Series 700-720W

Ultra-high bifaciality

- BloombergNEF Tier 1 PV module manufacturer
- Reinsurance underwritten by Ariel Re

Engineering Drawings

Unit: mm



Temperature Characteristics

Nominal Operating Cell Temp. (NOCT)	44 °C ± 2 °C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.26%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

Safety & Warranty

Safety Class	Class II
Product Warranty	15 yrs Workmanship
Performance Warranty	30 yrs Linear Warranty*

* Less than 1% attenuation in the 1st year, the annual attenuation from the 2nd year is no more than 0.375%, and the power is no less than 88% until the 30th year.

Electrical Characteristics (STC*)

HS-210-B132	DSN700	DSN705	DSN710	DSN715	DSN720
Maximum Power (Pmax)	700W	705W	710W	715W	720W
Module Efficiency (%)	22.53%	22.70%	22.86%	23.02%	23.18%
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	16.63A	16.69A	16.75A	16.81A	16.87A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	17.43A	17.49A	17.55A	17.61A	17.67A
Operating Module Temperature	-40 to +85 °C				
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC)				
Maximum Series Fuse	35A				
Power Tolerance	0~+5W				
Bifaciality	95% ± 5%				

*STC: Irradiance 1000 W/m², cell temperature 25 °C, AM=1.5, Tolerance of Pmax is within ±4.5%

BSTC**

	770W	775W	780W	785W	790W
Maximum Power (Pmax)	770W	775W	780W	785W	790W
Optimum Operating Voltage (Vmp)	42.10V	42.25V	42.39V	42.54V	42.68V
Optimum Operating Current (Imp)	18.29A	18.35A	18.41A	18.46A	18.51A
Open Circuit Voltage (Voc)	50.13V	50.29V	50.44V	50.59V	50.74V
Short Circuit Current (Isc)	19.17A	19.22A	19.28A	19.33A	19.39A

**BSTC: Front side irradiation 1000W/m², back side reflection irradiation 130W/m², AM=1.5, ambient temperature 25 °C

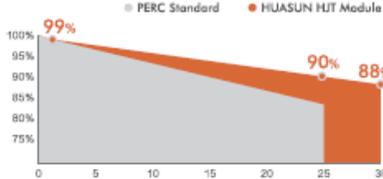
Mechanical Characteristics

Cell Type	HJT Mono 210 × 105mm
Cell Connection	132 (6 × 22)
Module Dimension	2384 × 1303 × 35 mm
Weight	37.6 kg
Junction Box	IP68
Output Cable	4mm², 300mm in length, length can be customized / UV resistant
Connectors Type	MC4 compatible
Frame	Composite coating
Front Load	2400 Pa
Rear Load	2400 Pa
Glass Thickness	Double glass, 2.0mm

Shipping Configurations

Container Size	40'
Pallets Per Container	18
Modules Per Pallet (pcs)	31
Modules Per Container (pcs)	558

● PERC Standard ● HJASUN HJT Module



* Refer to HJASUN standard warranty for details

ANHUI HUASUN ENERGY CO., LTD.
 All rights reserved © 2020-2023
 File No. HS-723M-0008 Ver. 2.0 Page 2 of 2

NO.99 Qinglu Road, Economic and Technological Development Zone, Xuancheng, Anhui, China
 Tel: 0086-563-4318095 www.huasunsolar.com
 sales@huasunsolar.com customerservice@huasunsolar.com

Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

14

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

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte energetica rinnovabile che la Società HF Solar 19 S.r.l. intende realizzare nel territorio Comunale di Mazzarino (CL), è stato suddiviso in **10 sottocampi fotovoltaici**, per ciascuno dei quali è prevista la realizzazione di una cabina elettrica di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta.

Le cabine scelte in fase di progettazione definitiva, sono monoblocchi di tipo container di dimensioni pari a 12,2x2,44x2,90m.

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.

3.2.1 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.

3.2.1.1 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):

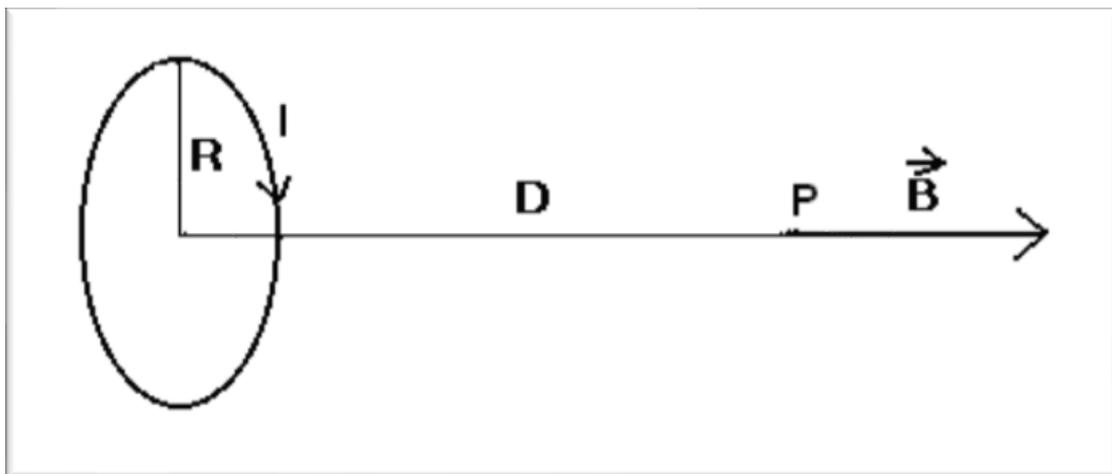


Figura 5: rappresentazione di una sorgente puntiforme di campo magnetico a mezzo di una spira circolare percorsa da corrente

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:

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

Figura 6: 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).

3.2.1.2 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:

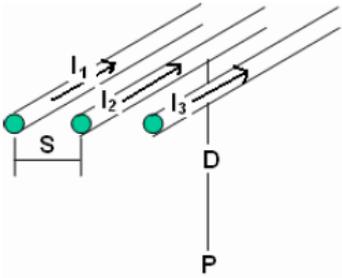
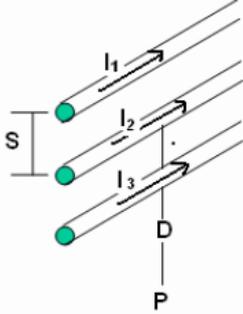
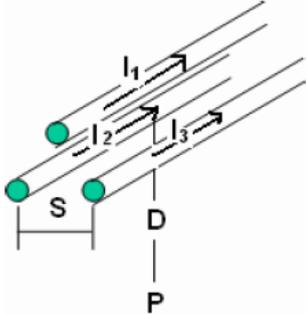
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 7: 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

3.2.2 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:

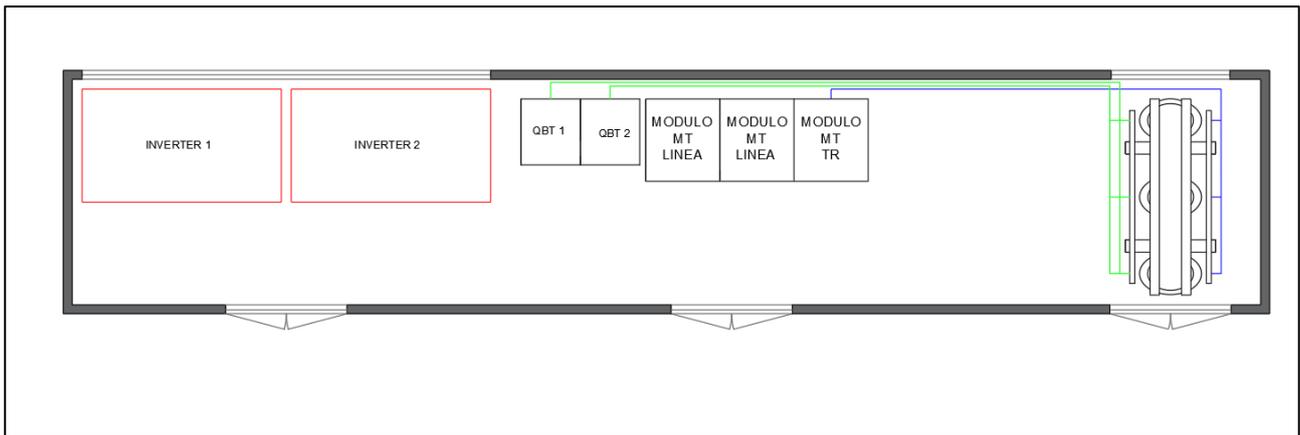


Figura 8: layout cabine di conversione e trasformazione dell'energia elettrica

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 = 3200 A

Cavi elettrici di bassa tensione⁵

Corrente nominale = 3200 A

Gruppi di conversione dell'energia elettrica⁶

Corrente nominale = 3200 A

Trasformatori di potenza⁷

Corrente nominale = 2624 A

⁴ Cautelativamente è stato considerato un valore pari alla corrente nominale dell'inverter;

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

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.

Quadro elettrico 36 kV⁸

Corrente nominale = 81 A

Cavi elettrici a 36 kV⁹

Corrente nominale = 81 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**:

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

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 del quadro a 36 kV.

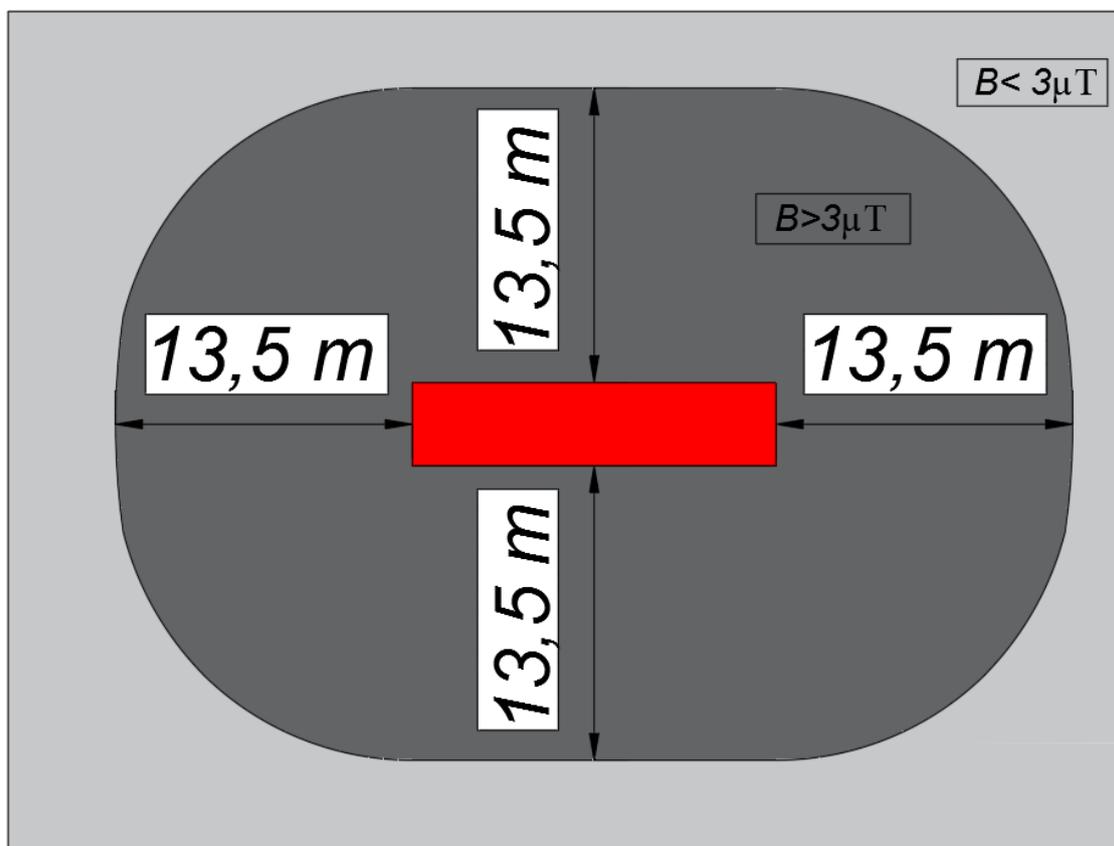


Figura 9: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta calcolata con la procedura di calcolo descritta

3.2.3 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].

Ciascuna cabina elettrica di trasformazione, risulta equipaggiata con un trasformatore di potenza da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti secondari distinti, avente un rapporto di trasformazione nominale pari a 36kV/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 10: 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 circa pertanto, applicando la (1), si ottiene una DPA, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$DPA = 12,5 m$$

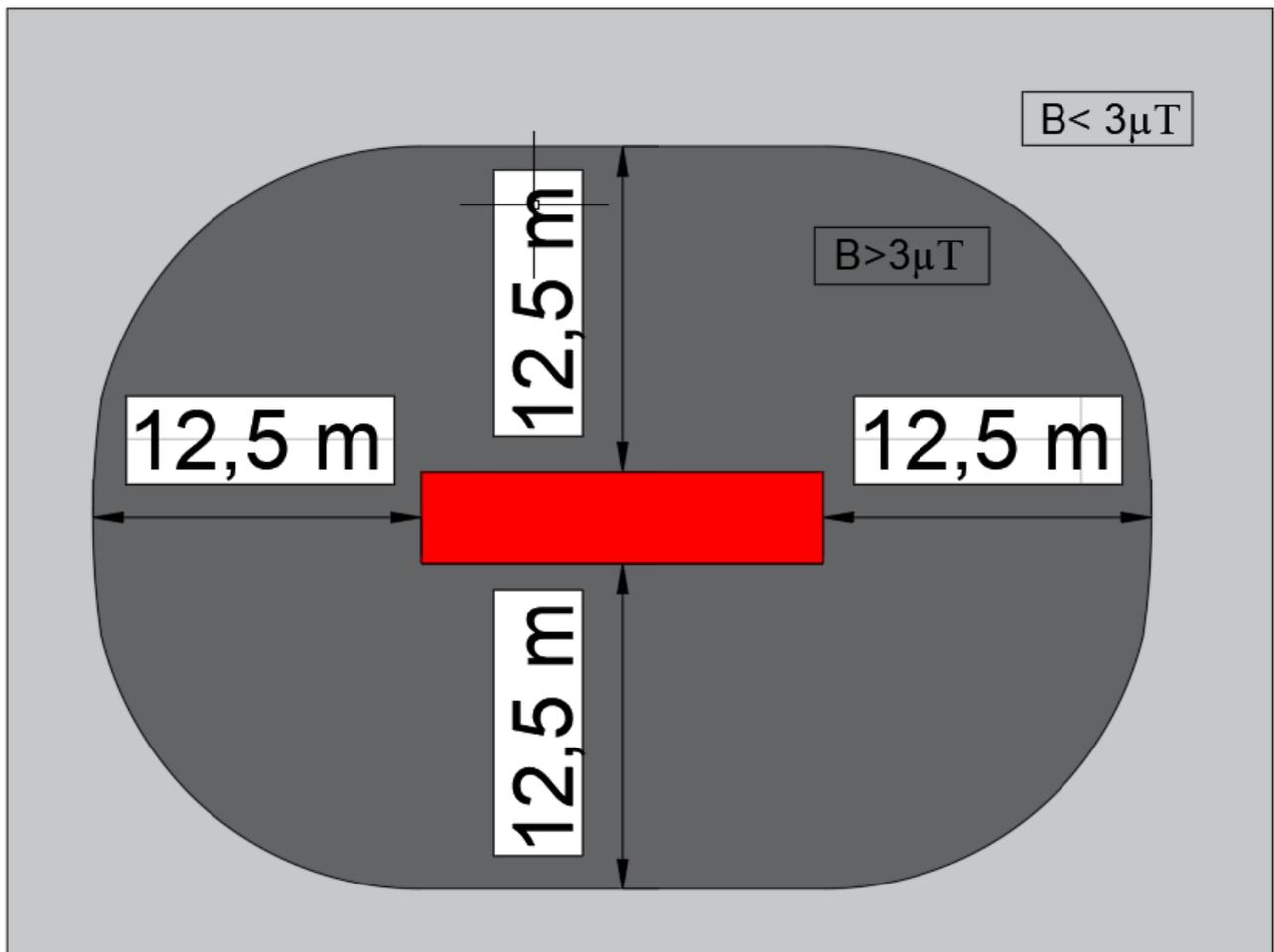


Figura 11: indicazione della DPA delle cabine elettriche di conversione e trasformazione dell'energia elettrica prodotta valutata applicando la procedura prevista dal DM 29 maggio 2008

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.

3.3 Linee elettriche a 36 kV

Come descritto nella relazione tecnica generale, è prevista la realizzazione di n° 4 linee elettriche di campo, a mezzo delle quali le Power Station verranno collegate al quadro elettrico generale di installato all'interno della cabina di raccolta, e una dorsale di collegamento con la Stazione Elettrica di Trasformazione della RTN.

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.

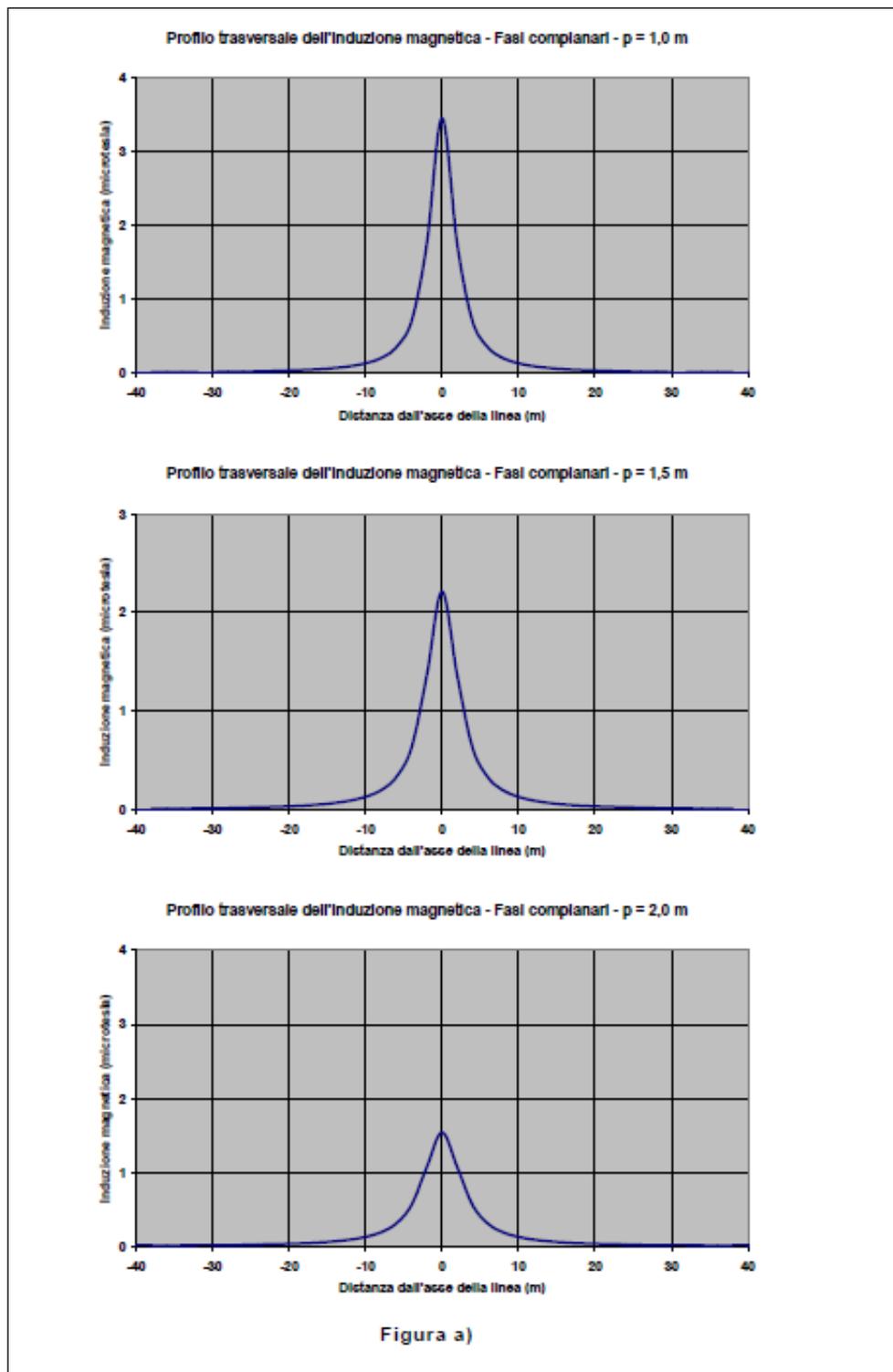


Figura 12: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

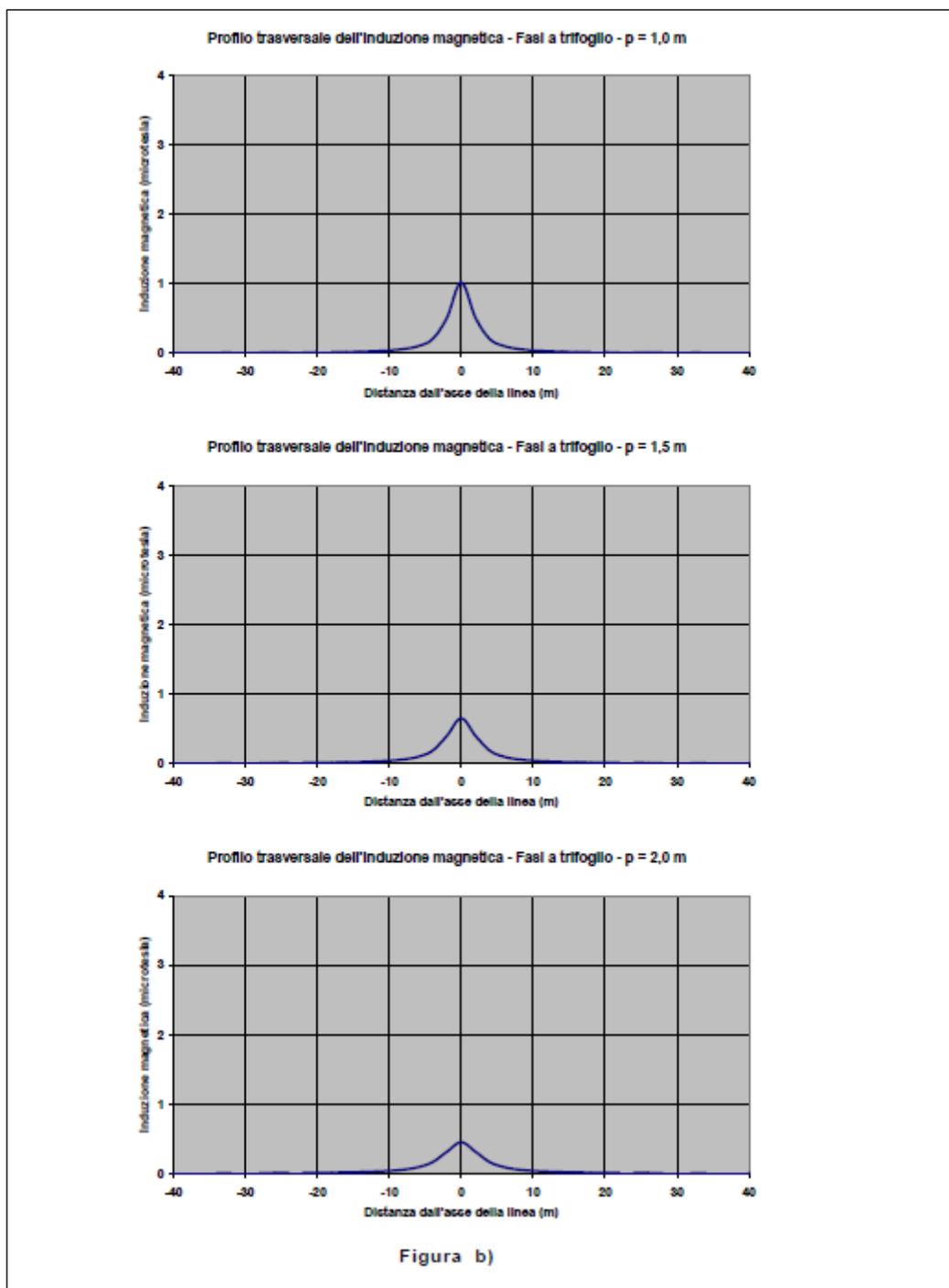


Figura 13: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,05 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

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.

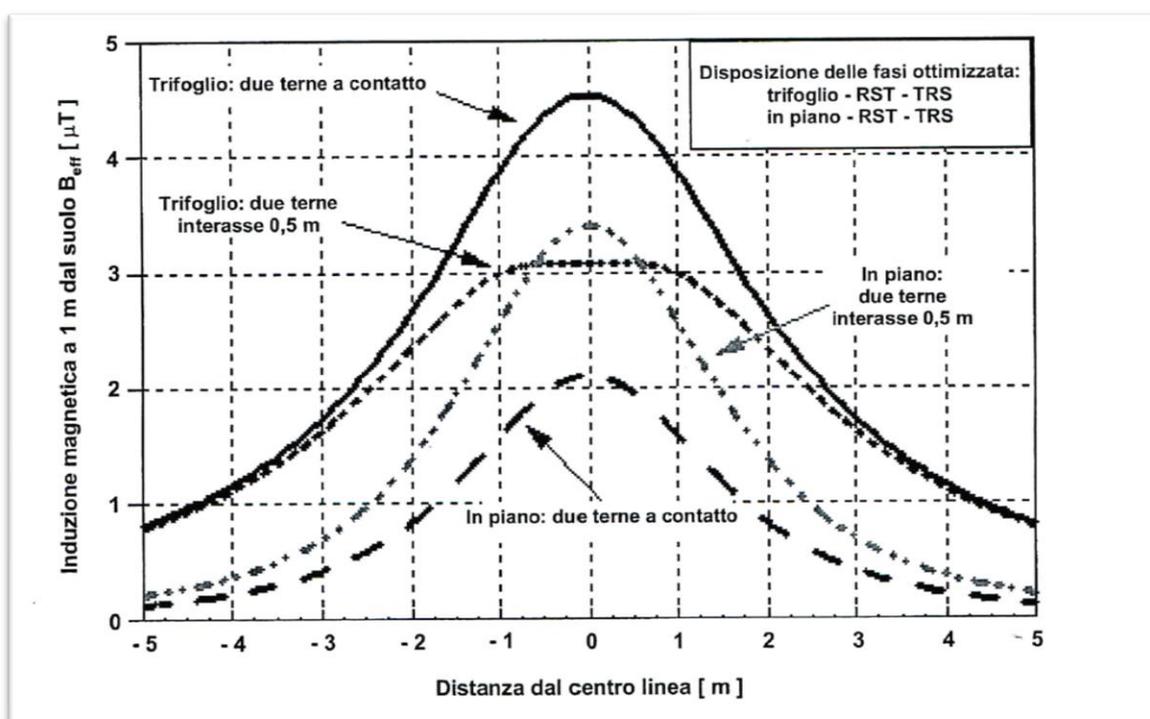


Figura 14: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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, per la realizzazione degli elettrodotti a 36 kV si è scelto di utilizzare cavi ad elica visibile AREH45EX 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 ($50\div 80$ 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:

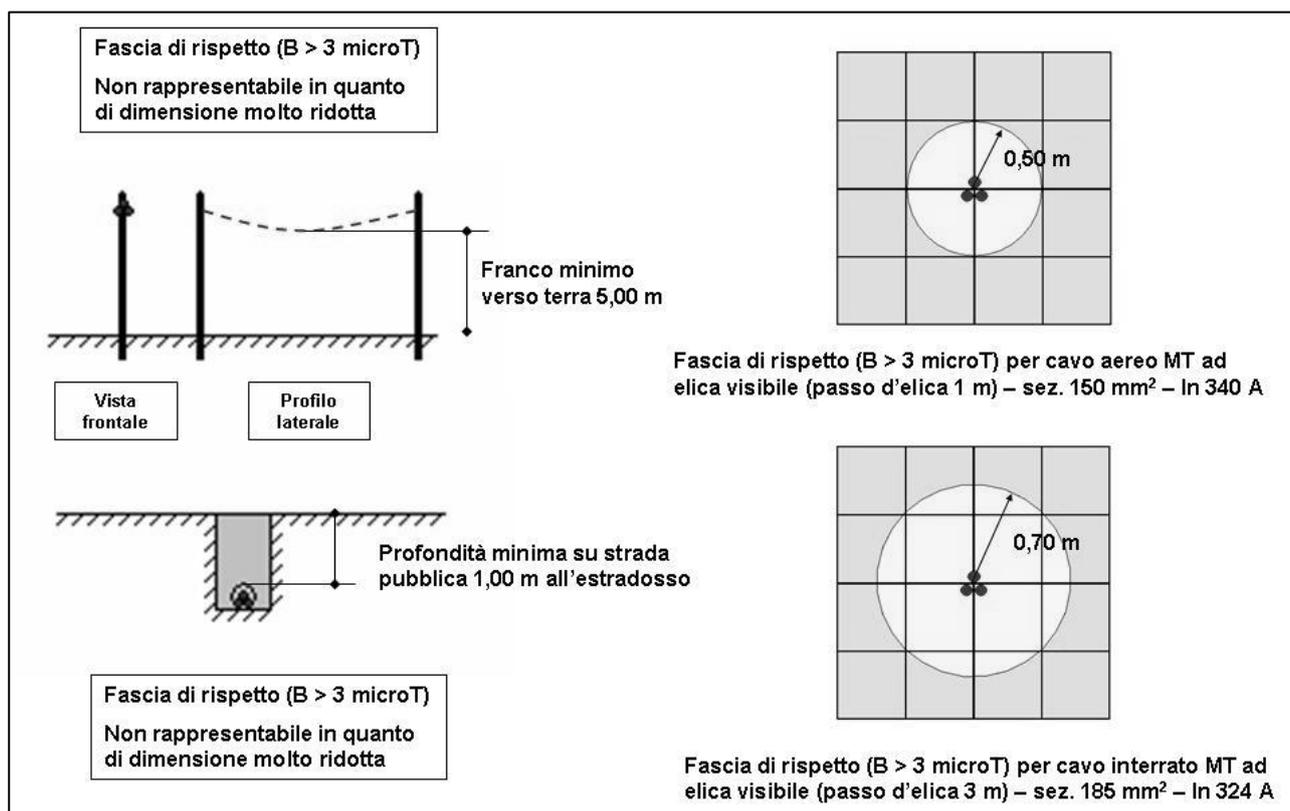


Figura 15: curve di livello dell'induzione magnetica generata da cavi cordati ad elica – calcoli effettuati con il modello tridimensionale "Elico" della piattaforma "EMF Tools", che tiene conto del passo d'elica

3.4 Dorsale a 36 kV di collegamento con la sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione

L'impianto di produzione verrà collegato in antenna con la futura sezione a 36 kV della futura Stazione Elettrica di Trasformazione 220/150/36 kV della RNT, a mezzo di una dorsale in cavo cordato ARE4H5EX adatto per posa interrata, dimensionato in funzione della potenza da trasmettere.

*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 ($50\div 80$ cm), grazie alla ridotta distanza tra le fasi e alla loro continua trasposizione dovuta alla cordatura. Inoltre, considerando che la stessa si sviluppa su strada di pertinenza pubblica e che la profondità di posa 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. Conclusioni

Alla luce dei calcoli eseguiti, non si riscontrano particolari problematiche relative all'impatto elettromagnetico generato dalle linee e cabine 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;
- le DPA delle cabine elettriche di campo rientrano nei confini di pertinenza dell'impianto fotovoltaico;
- l'induzione magnetica generata dalle linee elettriche a 36 kV nelle condizioni limite di portata, risulta inferiore all'obiettivo di qualità di 3 μ T fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003.

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