



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI CATANIA  
 COMUNE DI RAMACCA



PROGETTO IMPIANTO AGRIVOLTAICO DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA GIUMENTA AL FOGLIO N.36 P.LLA 13, AL FOGLIO N.75 P.LLE 7, 87 E 88, AL FOGLIO N.76 P.LLE 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 E 106, AL FOGLIO N.81 P.LLE 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 E 92, E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI RAMACCA (CT) IN CONTRADA ALBOSPINO AL FOGLIO N.76, AVENTE UNA POTENZA PARI A **50.652,00 kWp**, DENOMINATO "**RAMACCA**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE TECNICA  
 CAMPI ELETTROMAGNETICI



LIV. PROG.	RIF. COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202001120	RS10REL0070A0	Re.2d	23.12.2021	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

ENTE



HF SOLAR 4 S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Arch. M. Gullo  
 Arch. Y. Kokalah  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. G. Vella

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

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
 PROGETTISTA

**Progetto di un impianto agrivoltaico da 50.652,00 kWp  
da realizzare nel Comune di Ramacca (CT)**

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

**Progetto definitivo**

## Sommario

Premessa.....	3
1. Riferimenti Normativi.....	7
2. Descrizione generale dell'impianto .....	8
3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici .....	19
3.1 Moduli Fotovoltaici .....	19
3.2 Inverter.....	21
3.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT .....	24
3.4 Linee elettriche di media tensione .....	27
3.5 Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150kV .....	38
3.6 Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la futura Stazione Elettrica di RTN .....	41
4. Conclusioni.....	45

## Premessa

La presente relazione tecnica è parte integrante del *Progetto Definitivo* dell'impianto agrivoltaico, che la Società "**HF Solar 4 S.r.l.**" intende realizzare nel Territorio Comunale di Ramacca (CT) in contrada Giumenta al foglio n.36 p.lla 13, al foglio n.75 p.lle 7, 87 e 88, al foglio n.76 p.lle 3, 5, 7, 8, 9, 76, 105 e 106, al foglio n.81 p.lle 17, 18, 19, 31, 32, 39, 43, 44, 89, 90, 91 e 92.

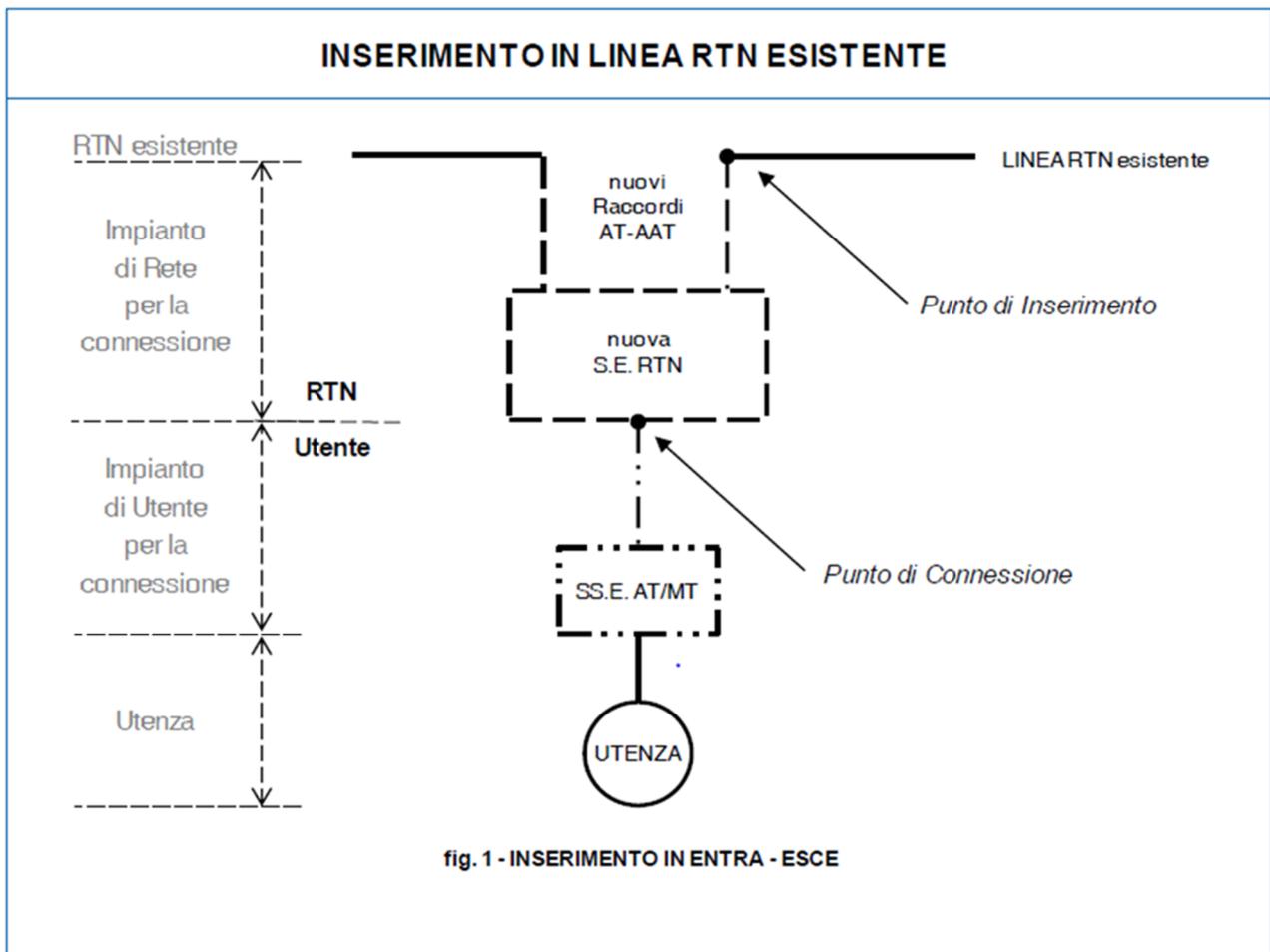
L'impianto oggetto di progettazione, ha una potenza di picco<sup>1</sup> pari a **50.652,00 kWp** e sarà connesso alla Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale RTN a 150 kV. Lo schema di connessione alla Rete, prescritto dal Gestore della Rete Elettrica di Trasmissione Nazionale con preventivo di connessione ricevuto in data 08/10/2020 e identificato con Codice Pratica 202001120 Prot. Terna P20200064150 prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 KV "Chiaromonte Gulfi – Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

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 nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce ***Impianto di Utenza per la Connessione***, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 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:

---

<sup>1</sup> 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)<sup>2</sup>, la quale permette, nella maggior parte delle situazioni, una valutazione esaustiva dall'esposizione ai campi magnetici.*

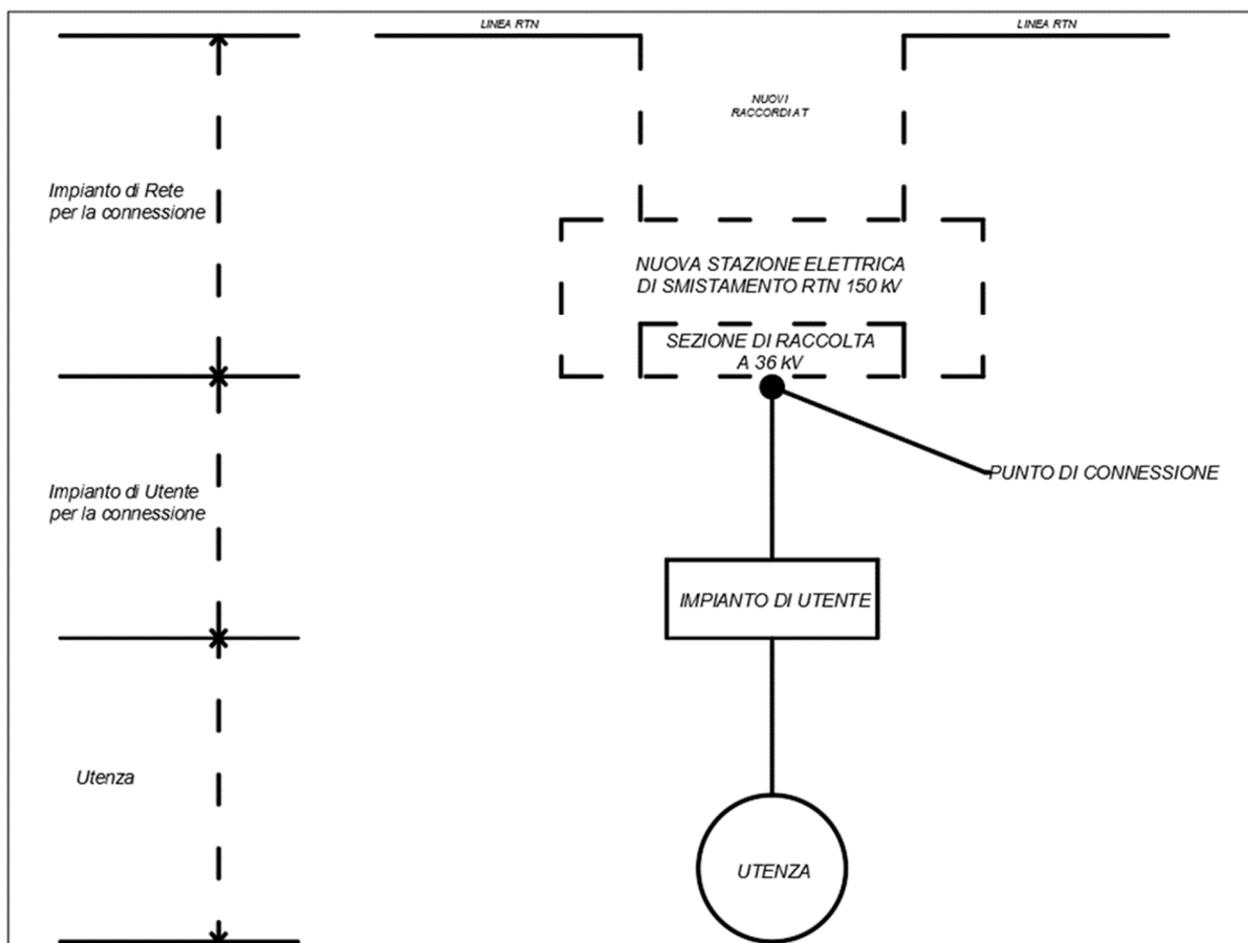
Nella presente relazione tecnica, applicando la procedura semplificata, vengono calcolate le fasce di rispetto e le DPA delle cabine e linee elettriche oggetto di progettazione, ai fini della valutazione dell'esposizione umana ai campi elettrici e magnetici.

**Tuttavia, considerando che in data 20.10.2021 Terna ha pubblicato la revisione dell'Allegato A.2 al Codice di Rete "Guida agli schemi di connessione", introducendo un nuovo standard di connessione al livello di tensione di 36 kV per gli impianti di potenza fino a 100 MW che intendono connettersi alla Rete di Trasmissione Nazionale, la Società Proponente richiederà al Gestore di Rete l'applicazione di questa nuova soluzione tecnica di connessione.**

Il nuovo schema di connessione prevede che l'impianto di produzione venga collegato direttamente ad uno stallo a 36 kV, come rappresentato in figura 2:

---

<sup>2</sup> 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.



*Figura 2: Schema di principio Nuovo Standard di Connessione a 36 kV*

L'adozione del nuovo schema di connessione a 36 kV comporterebbe:

- un utilizzo ottimale della capacità dello stallo e delle infrastrutture di rete;
- una minore occupazione del suolo, dato che non sarà più necessario realizzare stalli dedicati per ciascun impianto di produzione e le Sottostazioni Elettriche di Utenza MT/AT;
- una semplificazione dell'iter autorizzativo per i titolari delle varie iniziative.

*L'adozione dello standard di connessione a 36 kV comporterà una modifica migliorativa in termini di riduzione del campo induzione magnetica generato durante l'esercizio, conseguentemente i risultati di calcolo di calcolo di seguito riportati sono da considerarsi cautelativi.*

# 1. Riferimenti Normativi

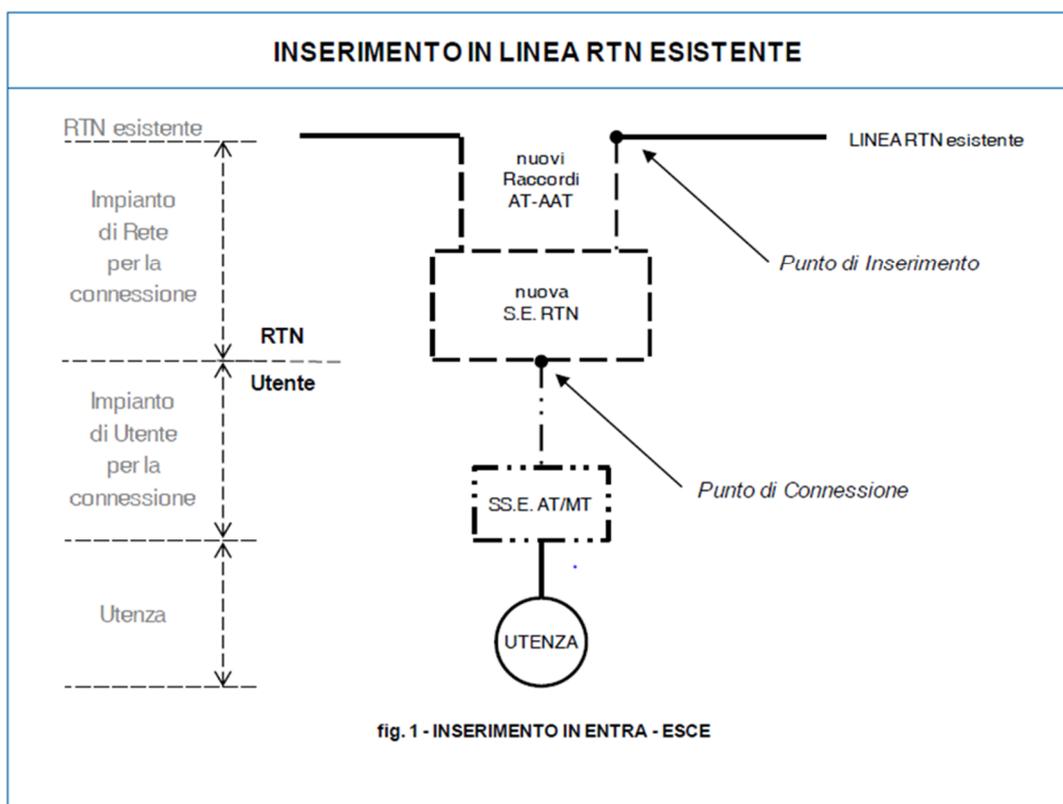
I principali riferimenti normativi da presi in considerazione per la progettazione, la costruzione e l'esercizio dell'intervento oggetto del presente documento, sono di seguito elencati:

- 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 4 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 **50.652,00 kWp** e, conformemente a quanto prescritto dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, verrà collegato in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 kV "Chiaramonte Gulfi – Ciminna", di cui al Piano di Sviluppo Terna.

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 3: 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 nuovo elettrodotto in antenna a 150 kV per il collegamento della centrale alla stazione elettrica della RTN, costituisce **Impianto di Utente per la Connessione**, mentre lo stallo arrivo produttore a 150 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 Utente**.

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 *Trina Solar Bifacciale da 670Wp 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 tracker PVH da 14 e 28 moduli.

Complessivamente sono stati posizionati 438 tracker da 14 moduli e 2481 tracker da 28 moduli, per un totale di 2700 stringhe fotovoltaiche da 28 moduli e pertanto, tenendo conto della potenza nominale del singolo modulo, la potenza complessiva dell'impianto sarà pari a **50.652,00 kWp**.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegare e dallo schema elettrico unifilare a cui si rimanda per una maggiore comprensione di quanto descritto, l'impianto risulta costituito da due sotto-sezioni denominate, rispettivamente, sotto-sezione Nord e sotto-sezione Sud, a loro volta suddivise in sottocampi come di seguito riportato:

#### **Sotto-sezione Nord**

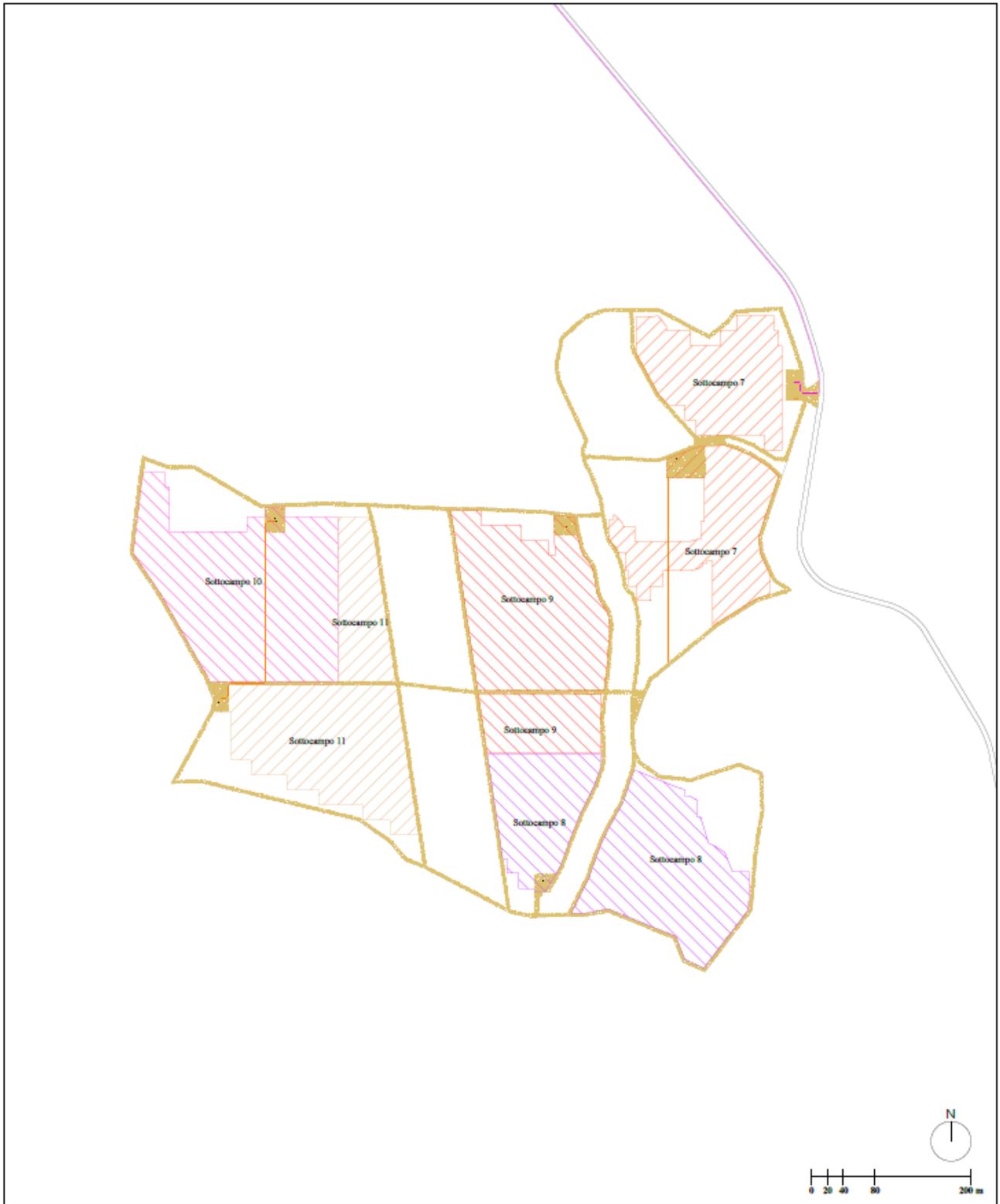
- Sottocampo 1, da 4.915,12 kWp;
- Sottocampo 2, da 4.971,40 kWp;
- Sottocampo 3, da 4.915,12 kWp.
- Sottocampo 4, da 4.887,60 kWp.
- Sottocampo 5, da 4.690,00 kWp.
- Sottocampo 6, da 4.915,12 kWp.

#### **Sotto-sezione Sud**

- Sottocampo 1, da 4.108,44 kWp;
- Sottocampo 2, da 4.371,08 kWp;
- Sottocampo 3, da 4.333,56 kWp.
- Sottocampo 4, da 4.221,00 kWp.
- Sottocampo 5, da 4.333,56 kWp.



*Figura 4: Sotto-sezione di impianto Nord con indicazione della suddivisione in sottocampi*



*Figura 5: Sotto-sezione di impianto Sud con indicazione della suddivisione in sottocampi*

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 BT/MT da 5000 kVA dotato di due avvolgimenti di bassa tensione indipendenti:



*Figura 6: 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;
- $\beta$  è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

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

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

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

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

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

dove:

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

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

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

Ai fini del corretto coordinamento occorre verificare che:

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

dove  $U_{\text{MPPT MAX INVERTER}}$  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  $\theta_{\text{max}}$  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];
- $I_{\text{sc}}$  è la corrente di cortocircuito del singolo modulo [A];
- 1,25 è un coefficiente di maggiorazione che tiene conto di un aumento della corrente di cortocircuito del modulo a causa di valori di irraggiamento superiori a 1000W/m<sup>2</sup>.

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 i tracker scelti sono predisposti per l'installazione di 14 e 28 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 di media tensione, installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, a mezzo di linee elettriche di media tensione dedicate secondo l'ordine di seguito indicato:

#### **Sotto-sezione Nord**

- Linea MT n° 1: alimenta la Power Station 1 e 2;
- Linea MT n° 2: alimenta le Power Station 3, 4, 5 e 6.

#### **Sotto-sezione Sud**

- Linea MT n° 1: alimenta la Power Station 7 e 8;
- Linea MT n° 2: alimenta le Power Station 9, 10, 11 e 12.

Come riscontrabile dalle tavole di progetto allegate, per ciascun sottocampo fotovoltaico è prevista la realizzazione di un locale tecnico, all'interno del quale verranno installato un trasformatore MT/BT con i relativi quadri elettrici di media e bassa tensione, per l'alimentazione dei servizi ausiliari del sottocampo (impianto di illuminazione, impianto di videosorveglianza, sistemi di movimentazione dei tracker, sistemi di protezione, etc..).

Per ciascuna sotto-sezione di impianto è prevista, in prossimità dell'area di accesso al sito, una cabina di raccolta, all'interno della quale verrà installato il quadro elettrico generale di media tensione e da cui verrà derivata una dorsale di media tensione in *cavi unipolari ARE4H5E 18/30kV* in formazione 3x(1x630) mm<sup>2</sup> di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT. Qui, a mezzo di un trasformatore MT/AT, verrà innalzato il livello di tensione al valore del punto di connessione alla RTN (150 kV). Il collegamento tra la Sottostazione Elettrica di Utenza e lo stallo arrivo produttore a 150 kV presso la futura SE di trasformazione, verrà realizzato a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato elettrificato a 150 kV.

### **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 Utenza<sup>3</sup> ai fini della valutazione dell'esposizione umana, e dimostrare che i livelli di emissione non costituiranno rischi per la popolazione.

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

- Moduli fotovoltaici;
- Inverter;
- Cabine di trasformazione;
- Linee elettriche MT;
- Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT 30/150 kV;
- Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la nuova SE di trasformazione 380/150 kV della RTN.

I risultati ottenuti, vengono riportati nei successivi paragrafi.

#### **3.1 Moduli Fotovoltaici**

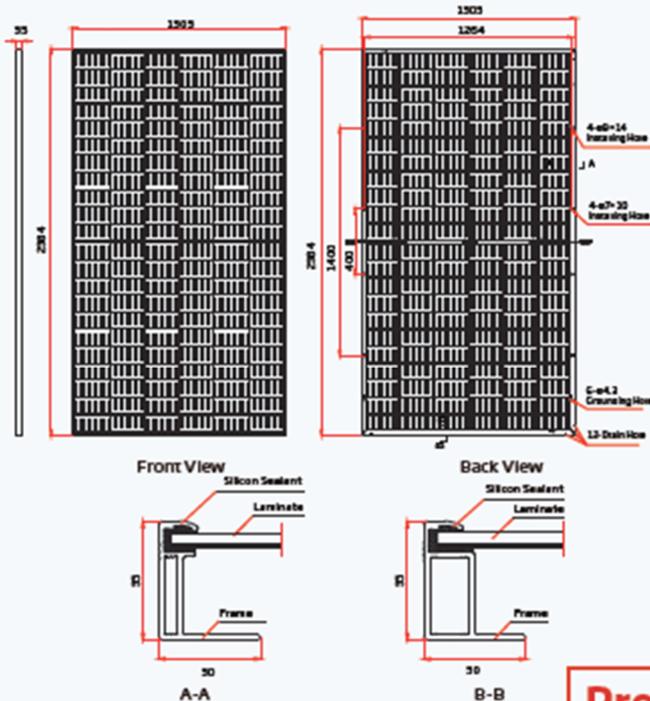
I moduli fotovoltaici lavorano in corrente continua e non in corrente alternata, per cui la generazione di campi variabili è limitata ai soli transitori di corrente (durante la ricerca del MPP da parte dell'inverter, e durante l'accensione o lo spegnimento) e sono comunque di brevissima durata.

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

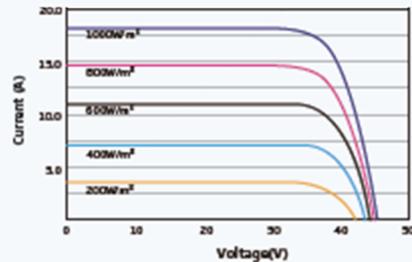
---

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

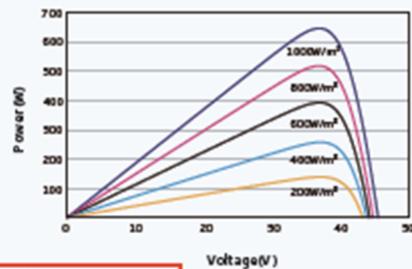
**DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)**



**I-V CURVES OF PV MODULE(650 W)**



**P-V CURVES OF PV MODULE(650 W)**



**Preliminary**

**ELECTRICAL DATA (STC)**

Peak Power Watts-Pmax (Wp)*	635	640	645	650	655	660	665	670
Power Tolerance Pmax (W)	0 - +5							
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	37.1	37.3	37.5	37.7	37.9	38.1	38.3	38.5
Maximum Power Current-Imp (A)	17.15	17.19	17.23	17.27	17.31	17.35	17.39	17.43
Open Circuit Voltage-Voc (V)	44.9	45.1	45.3	45.5	45.7	45.9	46.1	46.3
Short Circuit Current-Isc (A)	18.21	18.26	18.31	18.35	18.40	18.45	18.50	18.55
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	20.4	20.6	20.8	20.9	21.1	21.2	21.4	21.6

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass 1.5. \*Measuring tolerance: ±2%.

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

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

Power @ daily 30% I<sub>0</sub>

**ELECTRICAL DATA (NOCT)**

Maximum Power-Pmax (Wp)	480	484	488	492	495	499	504	508
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	34.6	34.7	34.9	35.1	35.2	35.4	35.6	35.7
Maximum Power Current-Imp (A)	13.90	13.94	13.98	14.01	14.05	14.10	14.16	14.20
Open Circuit Voltage-Voc (V)	42.3	42.5	42.7	42.9	43.0	43.2	43.4	43.6
Short Circuit Current-Isc (A)	14.67	14.71	14.75	14.79	14.83	14.87	14.91	14.95

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 25°C, Wind Speed 1 m/s.

**MECHANICAL DATA**

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*35 mm (93.86*51.30*1.38 inches)
Weight	38.7 kg (85.3 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmittance 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	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Peratic: 280/280mm(11.02/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MCA EVO2 / TSA*

\*Please refer to regional catalog for specific connector.

**TEMPERATURE RATINGS**

NOCT (ambient operating cell temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of Pmax	- 0.34%/°C
Temperature Coefficient of Voc	- 0.25%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.04%/°C

**MAXIMUM RATINGS**

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

**WARRANTY**

12 year Product Workmanship Warranty  
30 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to specific warranty for details)

**PACKAGING CONFIGURATION**

Modules per box: 31 pieces  
Modules per 40' container: 558 pieces

Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

## 3.2 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 CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV



SC2200-10 / SC2475-10 / SC2500-EV-10 / SC2750-EV-10 / SC3000-EV-10

Full power  
up to 35°C

### Efficient

- Up to 4 inverters can be transported in one standard shipping container
- Overdimensioning up to 225% is possible
- Full power at ambient temperatures of up to 35°C

### Robust

- Intelligent air cooling system OptiCool for efficient cooling
- Suitable for outdoor use in all climatic ambient conditions worldwide

### Flexible

- Conforms to all known grid requirements worldwide
- Q on demand
- Available as a single device or turnkey solution, including medium-voltage block

### Easy to Use

- Improved DC connection area
- Connection area for customer equipment
- Integrated voltage support for internal and external loads

## SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV

The new Sunny Central: more power per cubic meter

With an output of up to 3000 kVA and system voltages of 1100 V DC or 1500 V DC, the SMA central inverter allows for more efficient system design and a reduction in specific costs for PV power plants. A separate voltage supply and additional space are available for the installation of customer equipment. True 1500 V technology and the intelligent cooling system OptiCool ensure smooth operation even in extreme ambient temperature as well as a long service life of 25 years.

# SUNNY CENTRAL 1500 V

Technical Data	Sunny Central 2500-EV	Sunny Central 2750-EV	Sunny Central 3000-EV
<b>Input (DC)</b>			
MPP voltage range $V_{DC}$ (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1800 V	1500 V	1500 V
Max. input current $I_{DC, max}$ (at 25°C / at 50°C)	3200 A / 2956 A	3200 A / 2956 A	3200 A / 2970 A
Max. short-circuit current rating	6400 A	6400 A	6400 A
Number of DC inputs	32	32	32
Max. number of DC cables per DC input (for each polarity)	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>	2 x 800 kcmil, 2 x 400 mm <sup>2</sup>
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
<b>Output (AC)</b>			
Nominal AC power at cos $\varphi$ = 1 (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos $\varphi$ = 0.8 (at 35°C / at 50°C)	2000 kW / 1800 kW	2200 kW / 2000 kW	2400 kW / 2160 kW
Nominal AC current $I_{AC, max}$ = Max. output current $I_{AC, max}$	2624 A	2646 A	2646 A
Max. total harmonic distortion	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power	< 3% of nominal power
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range <sup>1)</sup>	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V <sup>1)</sup>
AC power frequency		50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals <sup>10)</sup>		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable <sup>11)</sup>		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
<b>Efficiency</b>			
Max. efficiency <sup>2)</sup> / European efficiency <sup>2)</sup> / CEC efficiency <sup>2)</sup>	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
<b>Protective Devices</b>			
Input-side disconnection point		DC load-break switch	
Output-side disconnection point		AC circuit breaker	
DC overvoltage protection		Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection (optional)		Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)		Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring		○ / ○	
Insulation monitoring		○	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)		IP65 / IP34 / IP34	
<b>General Data</b>			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. <sup>4)</sup> / partial load <sup>1)</sup> / average <sup>4)</sup> )	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range <sup>5)</sup>	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission <sup>7)</sup>	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL <sup>11)</sup> 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m <sup>3</sup> /h		
<b>Features</b>			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (PO MM, Cat5)		
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004		
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)		
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, BDEW-MSRL, IEEE1547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC/EN 61000-6-4, IEC/EN 61000-6-2, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	CISPR 11, CISPR 22, EN55011:2017, EN 55022, IEC 62920, FCC Part 15 Class A	
Quality standards and directives complied with	VDI/VDE 2862 page 2, DIN EN ISO 9001		
● Standard features ○ Optional			
Type designation	SC2500-EV-10	SC2750-EV-10	SC3000-EV-10
1) At nominal AC voltage, nominal AC power decreases in the same proportion	7) Sound pressure level at a distance of 10 m		
2) Efficiency measured without internal power supply	8) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.		
3) Efficiency measured with internal power supply	9) AC voltage range can be extended to 753V for 50Hz grids only (option „Aux power supply: external“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable).		
4) Self-consumption at rated operation	10) A short-circuit ratio of < 2 requires a special approval from SMA		
5) Self-consumption at < 75% Pn at 25°C	11) Depending on the DC voltage		
6) Self-consumption averaged out from 5% to 100% Pn at 35°C			

Tabella 2: datasheet inverter SMA 2500 kVA

Ai sensi della “Guida non vincolante di buona prassi per l’attuazione della direttiva 2013/35/UE relativa ai campi elettromagnetici – Volume 1: Guida pratica” la valutazione dei campi

elettromagnetici generati dagli inverter per applicazioni fotovoltaiche non è richiesta, a condizione che nell'ambiente di lavoro non ci siano lavoratori con dispositivi impiantabili attivi.

### **3.3 Cabine elettriche di trasformazione BT/MT**

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

Considerando che il layout di impianto prevede l'utilizzo di cabine elettriche di trasformazione equipaggiate con trasformatori da 5000 kVA, aventi un rapporto di trasformazione nominale pari a

0,55/30 kV, la corrente nominale dell'avvolgimento di bassa tensione, da prendere al fini del calcolo della distanza di prima approssimazione, vale:

$$I_{nBT} = 5250 \text{ A}$$

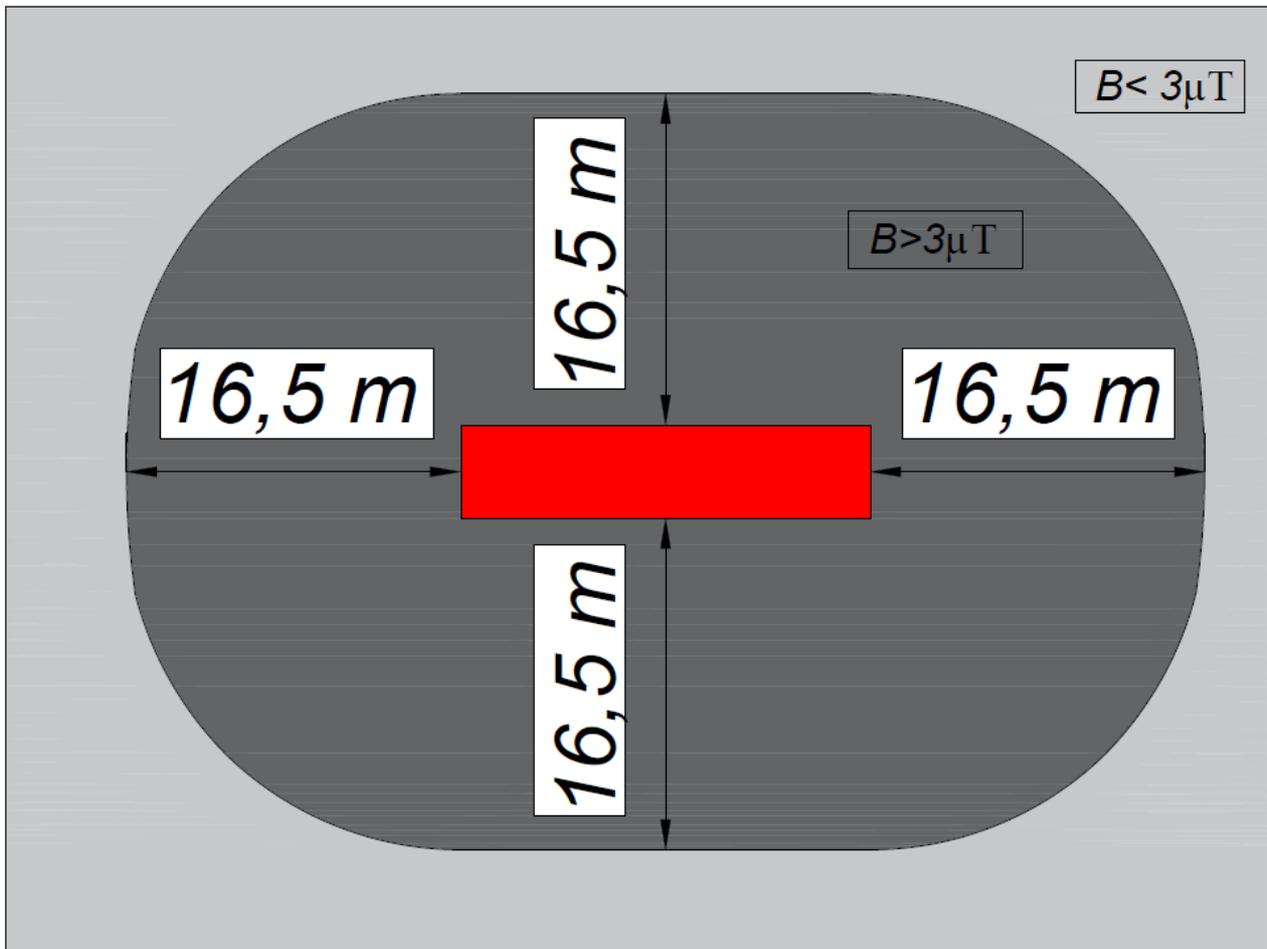
Assumendo che ciascuna fase BT sarà costituita da n° 9 cavi unipolari da 400 mm<sup>2</sup>, utilizzando la tabella sotto allegata, si può determinare il diametro del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA:

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°)	(mm <sup>2</sup> )	(mm)	(mm)	(mm)	(kg/km)	(Ohm/km)	30°C in tubo o in aria in air or pipe	(*) 20°C interato 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 3: Scheda tecnica 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 circa 316 mm, pertanto, applicando la (1) si ottiene una distanza di prima approssimazione, arrotondata al mezzo metro superiore, pari a:

$$\text{DPA} = 16,5 \text{ m}$$



*Figura 8: Distanza di prima approssimazione cabina elettrica equipaggiata con trasformatori da 5000 kVA*

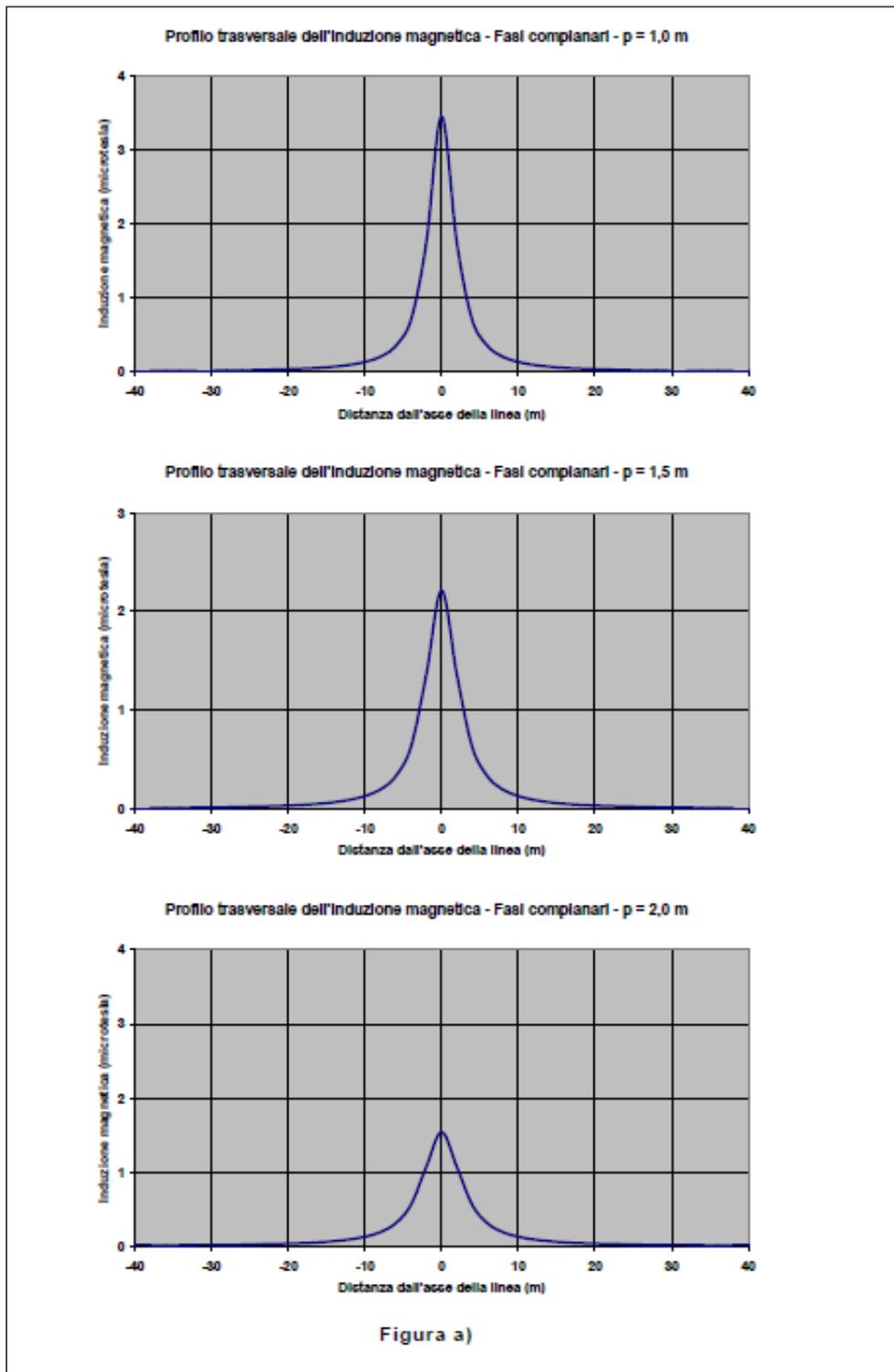
Considerando che le cabine saranno realizzate all'interno di un sito intercluso alla libera circolazione, che non saranno presidiate e che l'eventuale tempo di permanenza degli operatori in occasione di manutenzione ordinaria e/o straordinaria sarà inferiore alle 4 ore giornaliere, si può affermare che i livelli di emissione non costituiscono pericoli per la popolazione.

### **3.4 Linee elettriche di media tensione**

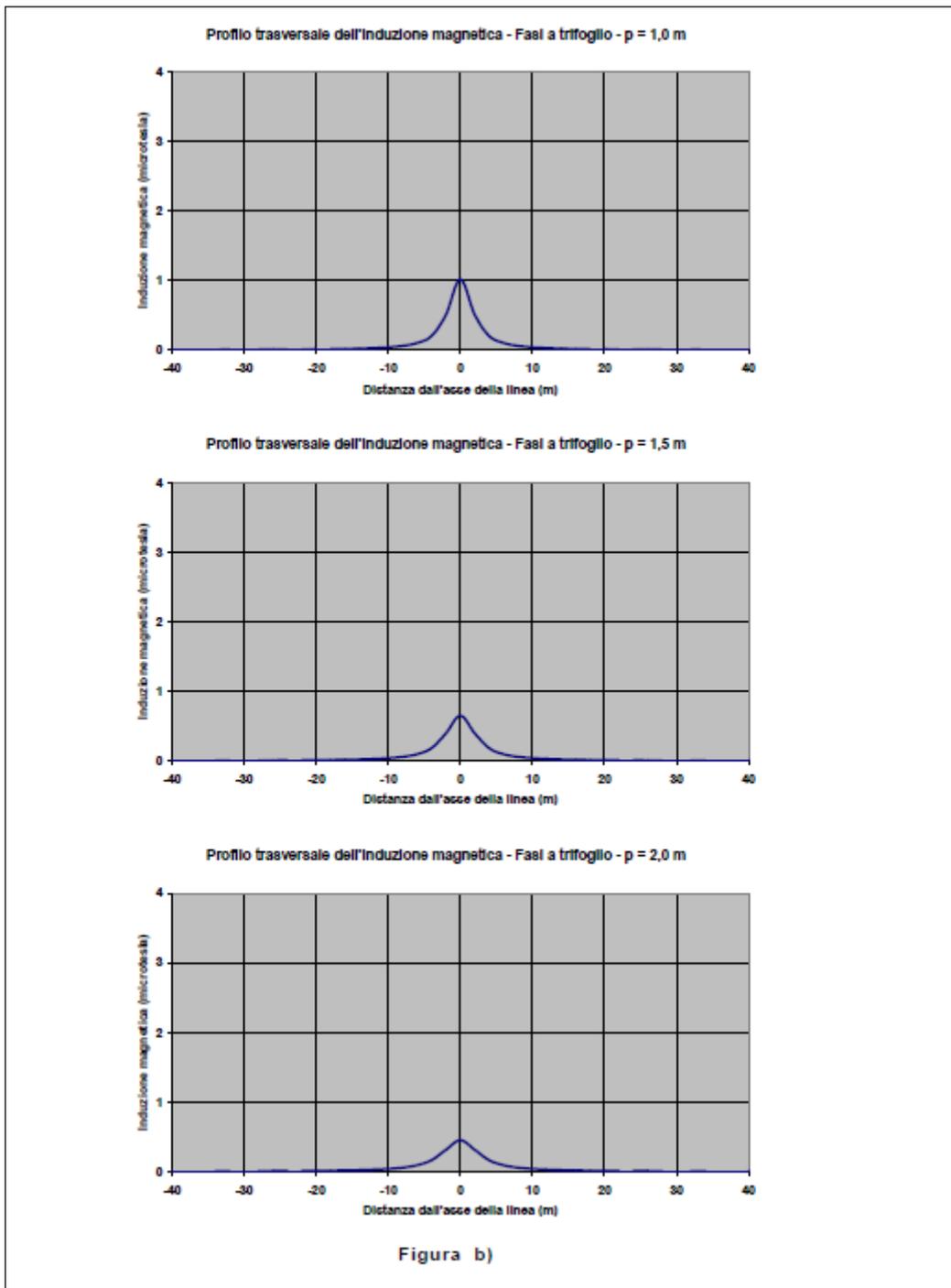
Come descritto nella relazione tecnica generale, per ciascuna Sotto-sezione è prevista la realizzazione di n° 2 linee elettriche di campo, a mezzo delle quali le Power Station verranno collegate al quadro elettrico generale di media tensione installato all'interno della cabina di raccolta, e una dorsale di media tensione di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza MT/AT.

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.



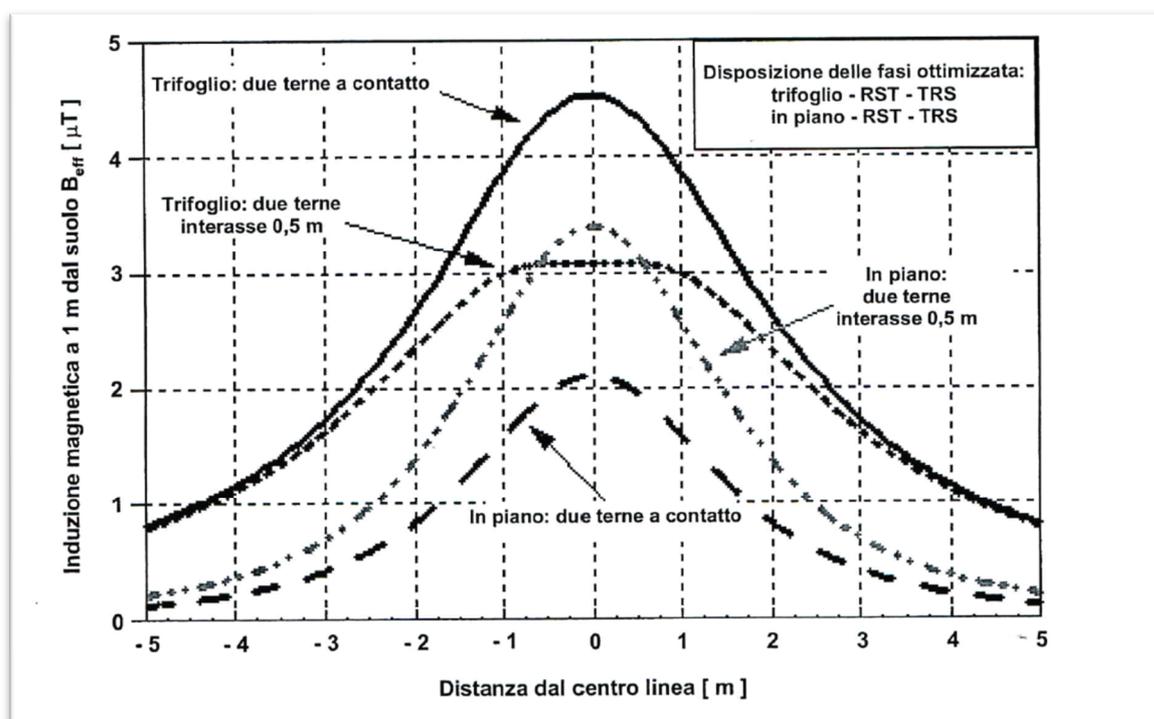
*Figura 9: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posti rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17*



**Figura 10: 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 11: 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 di media tensione si è scelto di utilizzare cavi unipolari ARE4H5E 18/30 kV adatti per posa interrata:

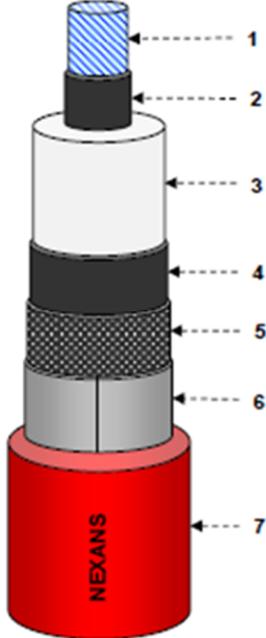
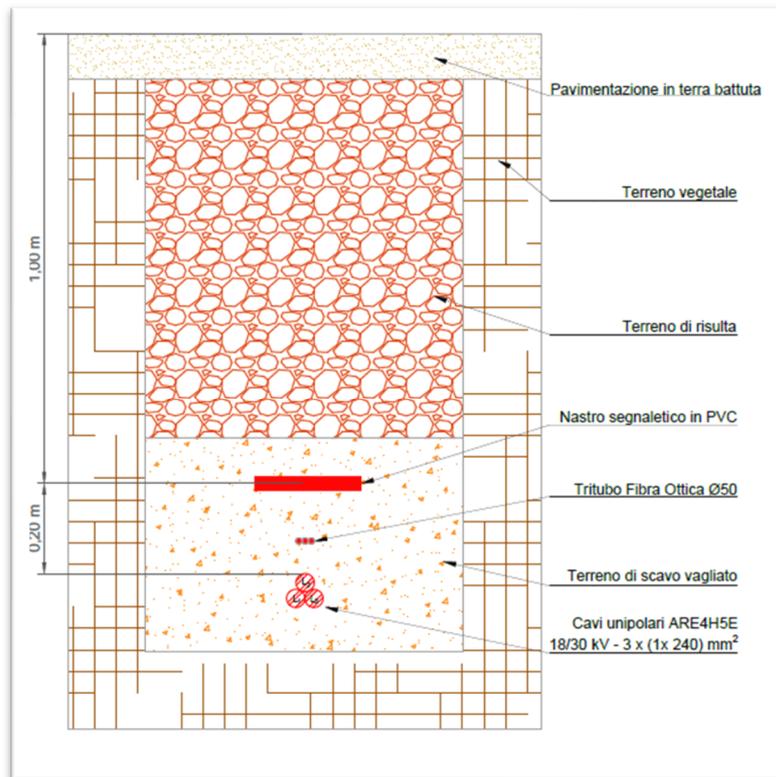
		<b>ARE4H5E</b> <b>18/30kV</b> <b>1x...</b>												
<b>MEDIUM VOLTAGE POWER CABLES</b> <b>SINGLE CORE CABLES WITH ALUMINIUM CONDUCTOR, REDUCED THICKNESS XLPE INSULATION, ALLUMINIUM TAPE SCREEN AND PE OUTER SHEATH, LONGITUDINAL AND RADIAL WATERTIGHTNESS</b>														
<b>APPLICATIONS</b> In MV energy distribution networks for voltage systems up to 36kV. Suitable for fixed installation indoor or outdoor laying in air or directly or indirectly buried, also in wet location.														
<b>FUNCTIONAL CHARACTERISTICS</b> Rated voltage $U_0/U$ : <b>18/30 kV</b> Maximum voltage $U_m$ : <b>36 kV</b> Test voltage: <b>3,5 <math>U_0</math></b> Max operating temperature of conductor: <b>90 °C</b> Max short-circuit temperature: <b>250 °C (max duration 5 s)</b> Max short-circuit temperature (screen): <b>150 °C</b>														
<b>CONSTRUCTION</b> 1. Conductor <i>stranded, compacted, round aluminium - class 2 acc. to IEC 60228</i> 2. Conductor screen <i>extruded semiconducting compound</i> 3. Insulation <i>extruded XLPE compound</i> 4. Insulation screen <i>extruded semiconducting compound - fully bonded</i> 5. Longitudinal watertightness <i>semiconducting water blocking tape</i> 6. Metallic screen and radial water barrier <i>aluminium tape longitudinally applied (nominal thickness = 0,20 mm)</i> 7. Outer sheath <i>extruded PE compound - colour: red</i>														
<b>INSTALLATION DATA</b> Max pulling force during laying 50 N/mm <sup>2</sup> (applied on the conductors) Min bending radius during laying 14 D <sub>cable</sub> (dynamic condition) Min temperature during laying - 25 °C (dynamic condition)														
<b>STANDARDS</b> IEC 60502-2 w.a. (design, materials and testing) HD 620-10-G (insulation thickness)														
<b>MARKING</b> by ink-jet of the following legend: "NEXANS B <Year> ARE4H5E 18/30kV 1x<S> <meter marking>" <Year> = year of manufacturing <S> = section of the conductor														
<table border="0"> <tr> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> <td></td> </tr> <tr> <td>Mechanical resistance to impacts: <b>good</b></td> <td>Longitudinal waterproof</td> <td>Radial waterproof</td> <td>Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b></td> <td>Max short-circuit temperature: <b>250 °C</b></td> <td>Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b></td> </tr> </table>									Mechanical resistance to impacts: <b>good</b>	Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b>	Max short-circuit temperature: <b>250 °C</b>	Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b>
														
Mechanical resistance to impacts: <b>good</b>	Longitudinal waterproof	Radial waterproof	Max operating temp. of conductor: <b>90 °C</b>	Max short-circuit temperature: <b>250 °C</b>	Minimum installation temperature: <b>-25 °C</b>									

Figura 8: cavi MT ARE4H5E 18/30 kV adatti per posa interrata

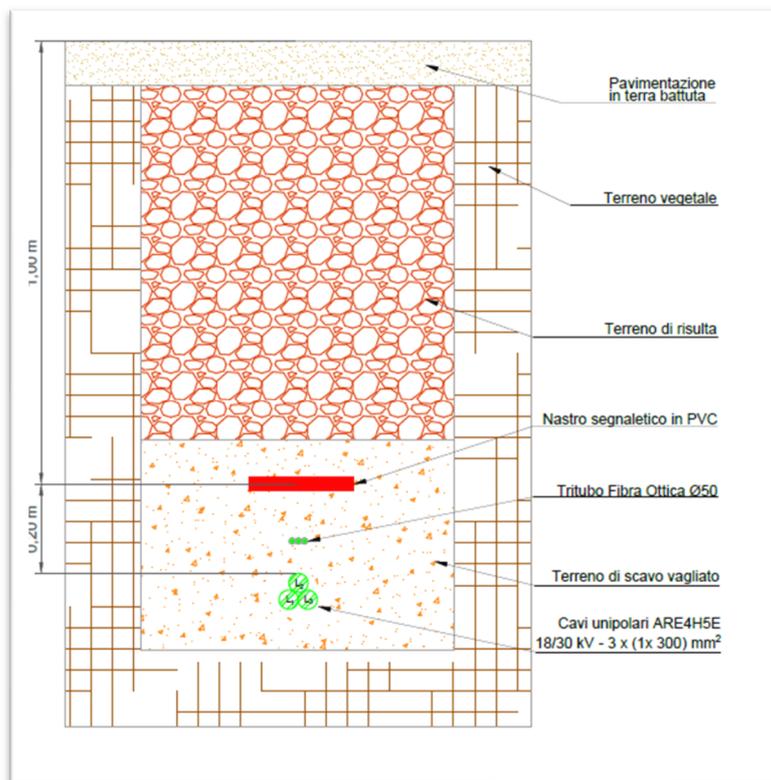
ARE4H5E 18/30kV 1x...														
Type	Conductor diameter nominal mm	Insulation		Sheath thickness nominal mm	Cable		Electrical resistance		X at 50 Hz $\Omega/\text{km}$	C $\mu\text{F}/\text{km}$	Current capacity		Short circuit current	
		thickness min mm	diameter nominal mm		diameter approx mm	weight indicative kg/km	at 20 °C - d.c. max $\Omega/\text{km}$	at 90 °C - a.c. $\Omega/\text{km}$			in ground at 20 °C A	in free air at 30 °C A	conductor Tmax 250°C kA x 1,0 s	screen Tmax 150°C kA x 0,5 s
1x50	8,2	7,1	24,7	2,0	32,0	800	0,641	0,822	0,142	0,147	175	189	4,7	1,9
1x70	9,8	7,1	25,8	2,0	33,2	880	0,443	0,568	0,133	0,166	214	235	6,6	2,0
1x95	11,5	6,6	26,5	2,0	33,9	960	0,320	0,411	0,124	0,193	256	284	9,0	2,0
1x120	13,1	6,4	27,7	2,1	35,4	1.070	0,253	0,325	0,119	0,215	291	329	11,3	2,0
1x150	14,3	6,2	28,5	2,1	36,2	1.160	0,206	0,265	0,115	0,233	326	371	14,2	2,1
1x185	16,0	6,0	29,8	2,1	37,6	1.280	0,164	0,211	0,110	0,258	369	426	17,5	2,1
1x240	18,5	5,8	31,9	2,2	40,0	1.510	0,125	0,161	0,105	0,294	428	505	22,7	2,3
1x300	20,7	5,9	34,3	2,3	42,6	1.740	0,100	0,130	0,102	0,316	483	580	28,3	2,4
1x400	23,5	6,0	37,3	2,4	46,0	2.070	0,0778	0,102	0,098	0,344	552	677	37,8	2,5
1x500	26,5	6,1	40,5	2,5	49,5	2.490	0,0605	0,080	0,095	0,373	630	788	47,2	2,7
1x630	30,0	6,2	44,6	2,6	54,0	3.040	0,0469	0,063	0,093	0,411	715	915	59,5	3,0

**Tabella 4: scheda tecnica dei cavi MT scelti in fase di progettazione definitiva**

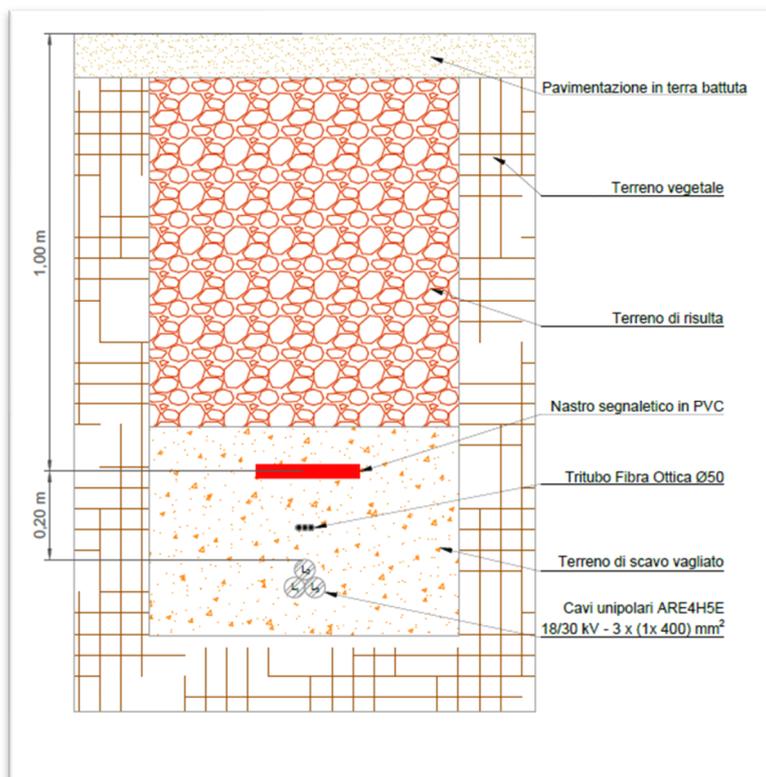
Con riferimento alle linee elettriche interne al campo, per limitare il valore dell'induzione magnetica generata a livello del suolo sulla verticale del cavo nelle condizioni limite di portata, si è scelto di adottare la disposizione delle *fasi a trifoglio*:



**Figura 9: particolare di posa linea MT 30 kV da 240 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, profondità di posa 1,20 m**



*Figura 10: particolare di posa linea MT 30 kV da 300 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, profondità di posa 1,20 m*



*Figura 11: particolare di posa linea MT 30 kV da 300 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, profondità di posa 1,20 m*

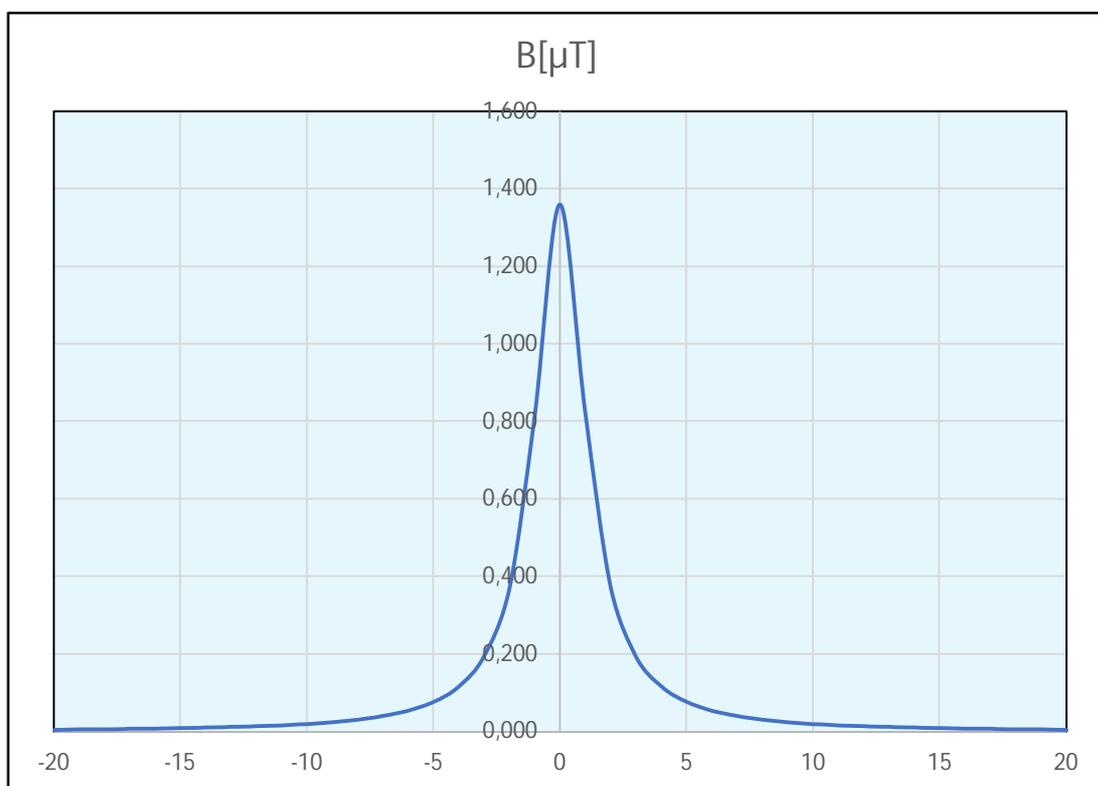
Applicando la metodologia di calcolo prevista dalla Norma CEI 211-4 “Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche”, è stata calcolata l’induzione magnetica generata dalle linee durante l’esercizio.

Si tratta di un modello di calcolo di tipo bidimensionale che applica la legge di Biot e Savart per determinare l’induzione magnetica dovuta a ciascun conduttore percorso da corrente e quindi il principio di sovrapposizione degli effetti per determinare l’induzione magnetica totale, tenendo ovviamente conto delle fasi delle correnti, supposte simmetriche ed equilibrate.

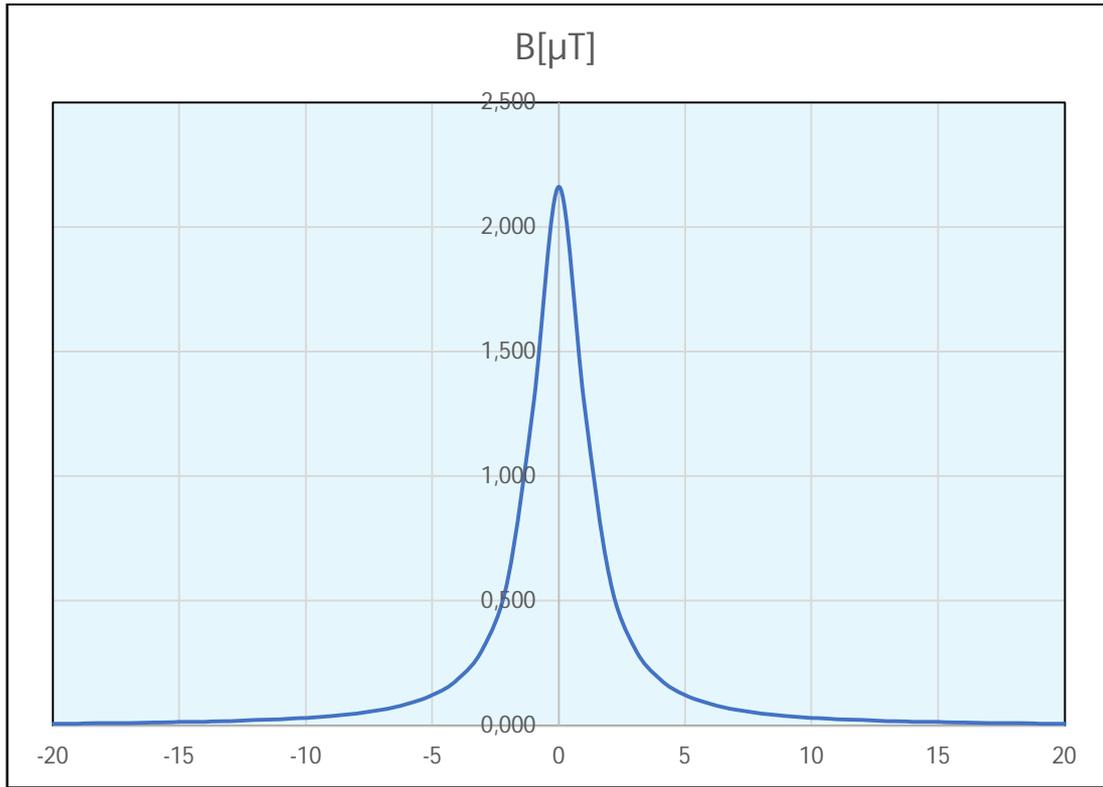
Per l’applicazione del modello, sono state assunte le seguenti schematizzazioni della linea:

- tutti i conduttori sono stati considerati rettilinei, orizzontali, di lunghezza infinita e paralleli tra loro;
- le correnti sono state considerate concentrate negli assi centrali dei conduttori;
- non sono state considerate le correnti indotte negli schermi;
- il terreno è stato considerato perfettamente trasparente dal punto di vista magnetico e quindi sono state trascurate le immagini dei conduttori rispetto al suolo.

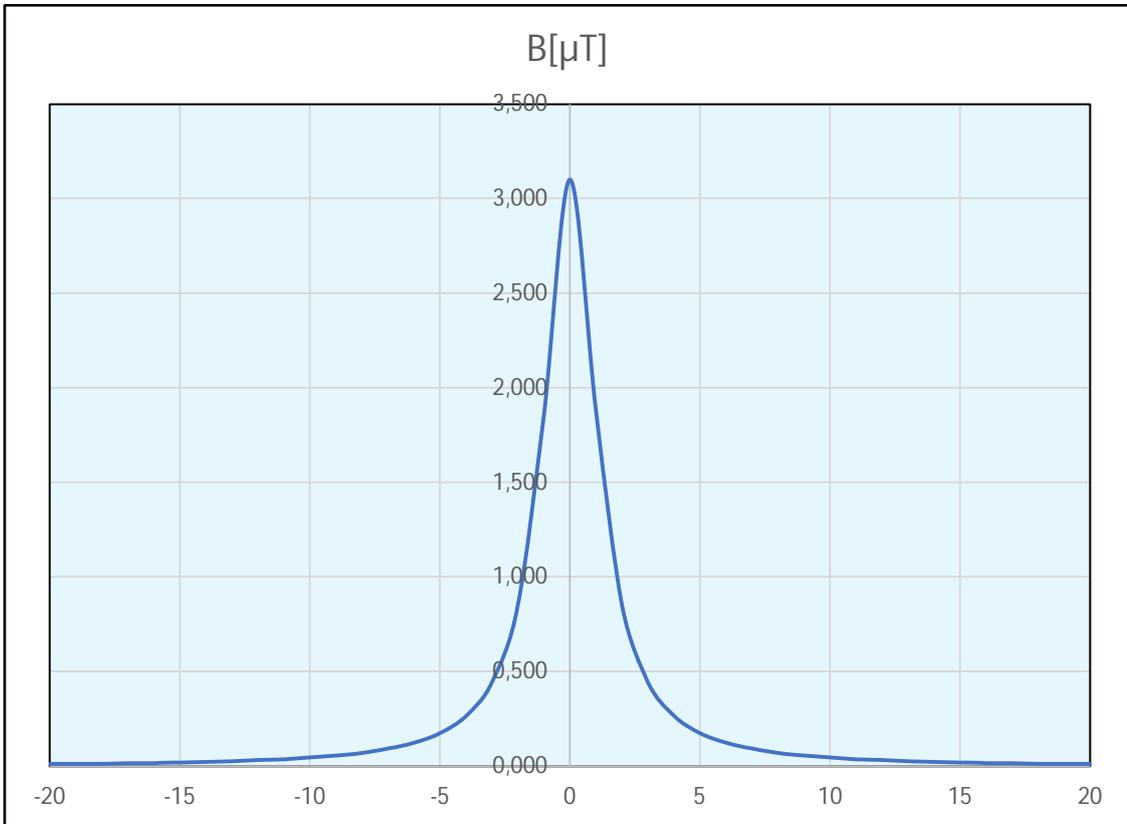
I risultati ottenuti vengono mostrati nelle figure seguenti:



**Figura 15:** Induzione magnetica generata durante l’esercizio dalla linea MT 30 kV da 240 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, I = 193 A circa, profondità di posa 1,20 m



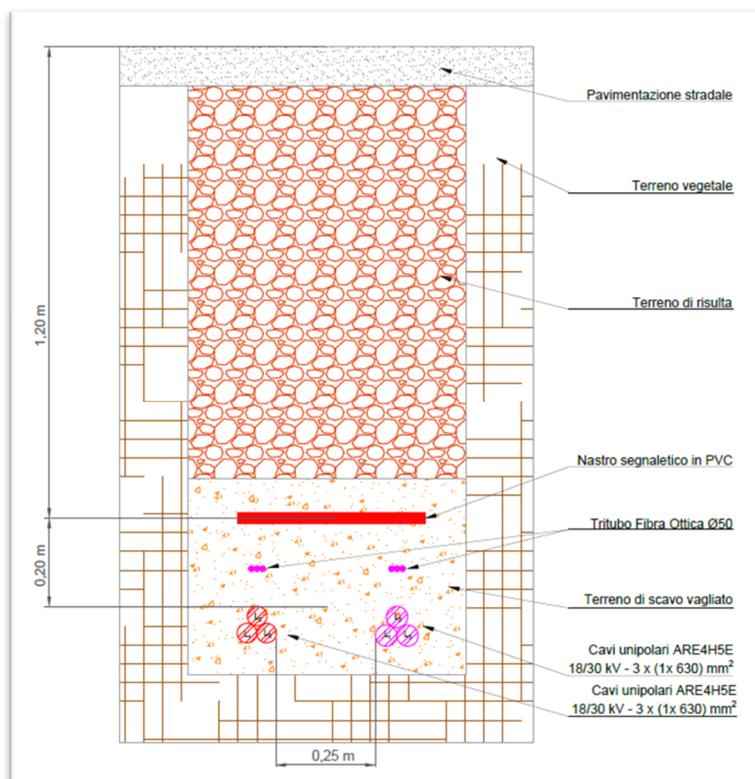
**Figura 16:** Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla linea MT 30 kV da 300 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, I = 289 A circa, profondità di posa 1,20 m.



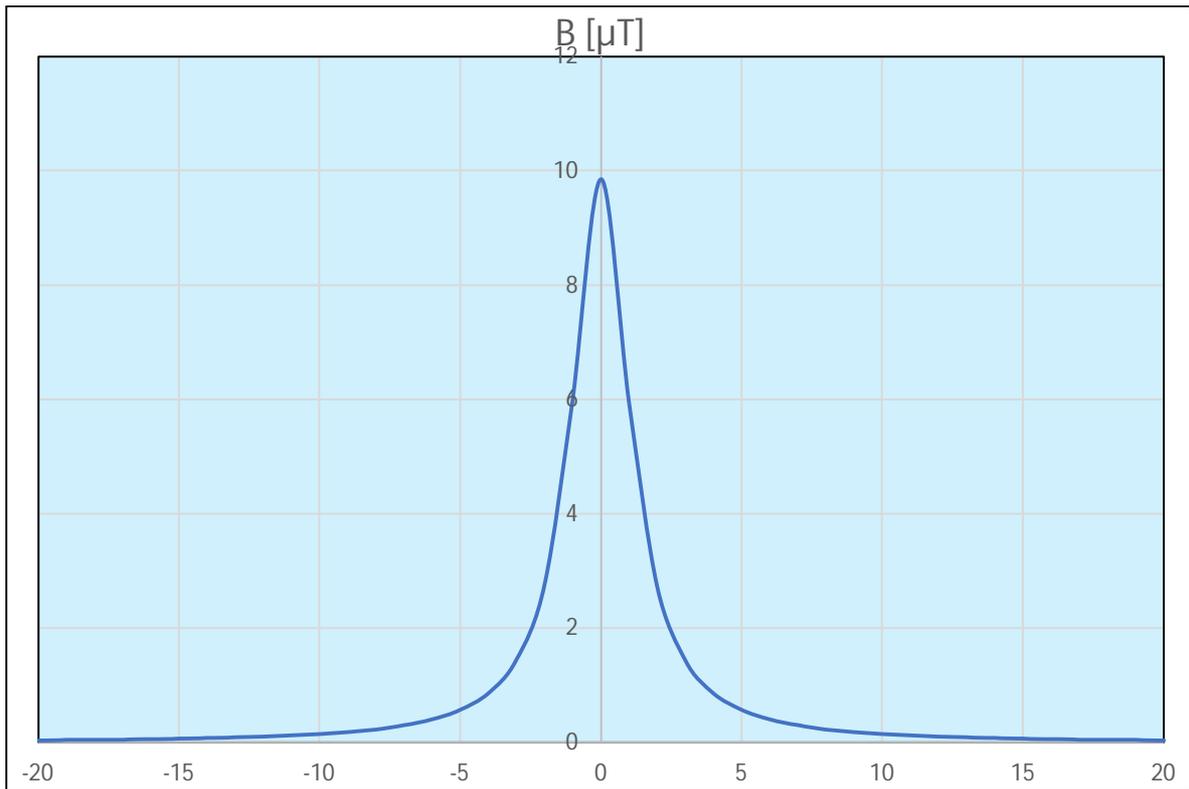
**Figura 17:** Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalla linea MT 30 kV da 400 mm<sup>2</sup>; fasi disposte a trifoglio, I = 385 A circa, profondità di posa 1,20 m.

L'analisi dei grafici sopra rappresentati, mostra che le linee elettriche di media tensione, non generano durante l'esercizio, a livello del suolo sulla verticale del cavo, un valore di induzione magnetica superiore all'obiettivo di qualità di  $3\mu\text{T}$  fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, ad eccezione della linea da  $400\text{ mm}^2$ . Ciò nonostante, bisogna considerare che essa si sviluppa all'interno di un sito intercluso alla libera circolazione ove il tempo di permanenza degli addetti ai lavori in occasione di manutenzione ordinaria e/o straordinaria è tale da non costituire significativo rischio per la salute.

Diversamente, considerando che le dorsali MT di collegamento con la Sottostazione Elettrica di utenza si sviluppano all'esterno dell'area di impianto, al fine di ridurre l'entità del campo generato durante l'esercizio a livello del suolo sulla verticale del cavo, è stata considerata una profondità di posa pari a 1,40 m:



**Figura 18:** particolare di posa dorsali MT 30 kV di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza



**Figura 19: Induzione magnetica generata durante l'esercizio dalle due dorsali di collegamento con la Sottostazione Elettrica di Utenza;  $I_1 = 578$  A;  $I_2 = 482$  A; profondità di posa = 1,40 m; fasi disposte a trifoglio; terne distanziate di 25 cm**

L'analisi della figura 9 mostra che l'induzione magnetica complessiva generata a livello del suolo dalle due dorsali, risulta superiore all'obiettivo di qualità di  $3\mu\text{T}$  fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003. Pertanto, in fase di progettazione esecutiva, verranno adottati dei provvedimenti di mitigazione del campo magnetico, al fine di garantire il rispetto dell'obiettivo di qualità.

### **3.5 Sottostazione Elettrica di Utanza MT/AT 30/150kV**

La Sottostazione Elettrica di Utanza MT/AT, si prevede che verrà realizzata nel Comune di Ramacca, e consentirà di innalzare il livello di tensione al valore del punto di connessione alla Rete (150 kV). Si tratta di una Stazione Elettrica di Trasformazione isolata in aria ed equipaggiata con un singolo stallo di trasformazione da 55 MVA.

Per questa tipologia di impianti la DPA e, quindi, la fascia di rispetto, rientrano generalmente, nei confini di pertinenza dell'impianto stesso. 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***", elaborata da Enel Distribuzione S.p.A. quale supporto tecnico all'applicazione del § 5.1.3 dell'Allegato al DM 29 maggio 2008 "Approvazione della metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti":

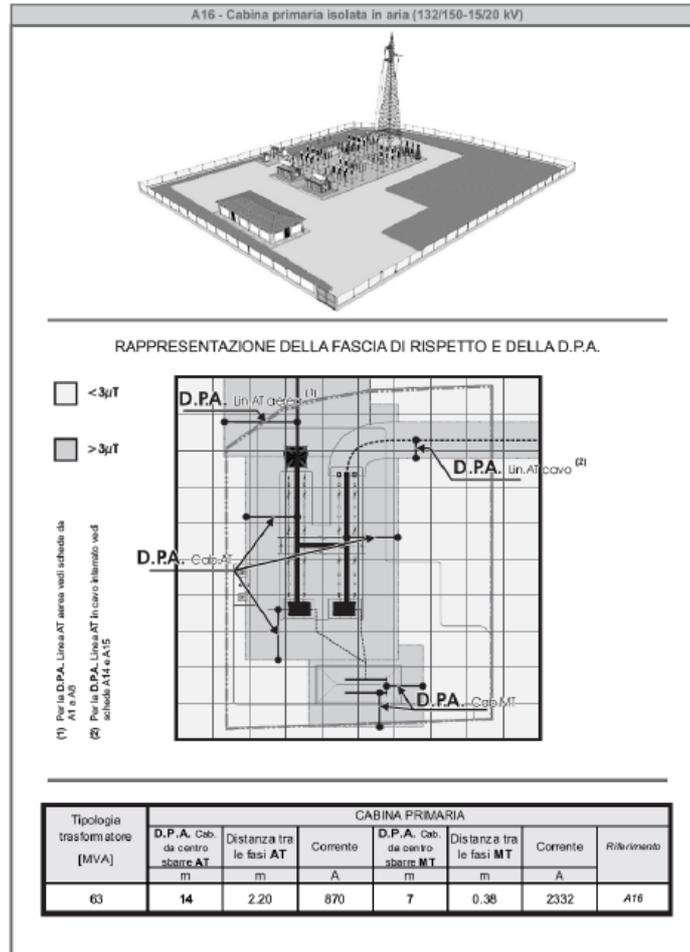


Figura 20: DPA Cabine Primarie Enel equipaggiate con n\*2 trasformatori da 63MVA

Ciò nonostante, ai fini del calcolo della DPA, è stata applicata la procedura prescritta dalla norma CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003” la quale prevede delle formule analitiche approssimate che permettono il calcolo immediato dell’induzione magnetica. Tali formule derivano dalla considerazione che l’induzione magnetica generata da un sistema di conduttori di lunghezza infinita e tra di loro paralleli può essere espresso dalla scomposizione in serie della legge di Biot-Savart e che, per punti relativamente lontani dai conduttori, quali quelli di interesse per la valutazione delle fasce di rispetto a 3μT lo sviluppo in serie può essere troncato al primo termine, con una approssimazione tanto più accettabile tanto più elevata è la distanza dai conduttori. Con questa

approssimazione le curve isolivello dell'induzione magnetica sono le circonferenze aventi per centro il centro geometrico dei conduttori.

L'analisi è stata condotta con riferimento alle sbarre AT di stazione, le quali sono assimilabili ad un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti simmetriche ed equilibrate:

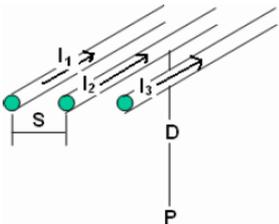
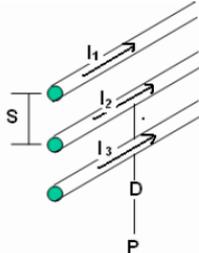
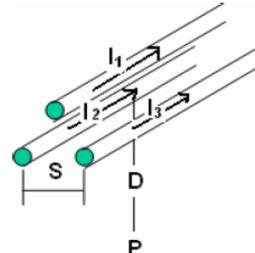
a) Terna trifase di conduttori in piano	b) Terna trifase di conduttori in verticale	c) Terna trifase di conduttori a triangolo
		
$B(\mu T) = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{I S}{D D}$		$B(\mu T) = 0,1 \cdot \sqrt{6} \cdot \frac{I S}{D D}$

Figura 21: Campo magnetico H e induzione magnetica B prodotti nel punto P da linee elettriche unifilari e bifilari

Assumendo i seguenti dati di progetto:

- Altezza delle sbarre: 7,50 m;
- Distanza tra le sbarre: 2,20 m;
- Valore efficace della corrente di sbarre: 1250 A;
- Valore efficace della tensione: 150 kV.

ed applicando la formula semplificata prevista dalla Norma CEI 106-12 si ottiene un valore di induzione magnetica pari a:

$$B (\mu T) = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{I \times S}{D \times D} = 0,2 \times \sqrt{3} \times \frac{1250 \times 2,2}{7,5 \times 7,5} = 17 \mu T$$

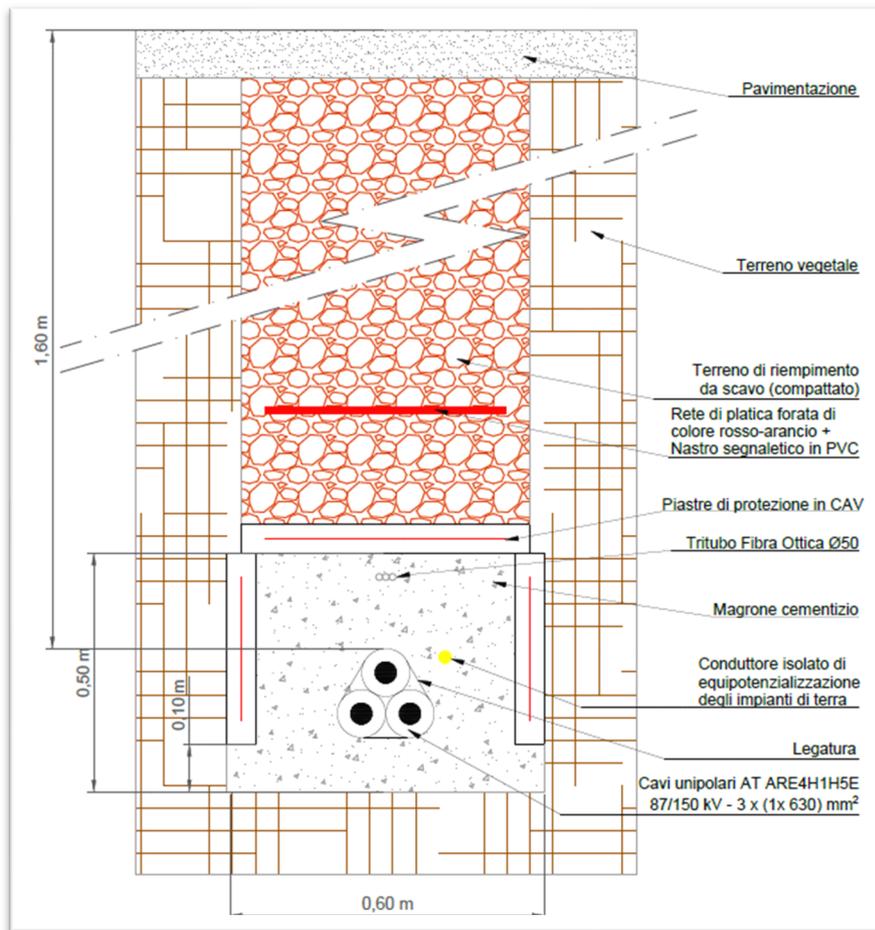
a cui corrisponde una **distanza di prima approssimazione**, arrotondata al mezzo metro superiore, di **18 m**. La DPA pertanto rientra nel confine di pertinenza dell'impianto.

### **3.6 Elettrodotto AT 150 kV di collegamento con la futura Stazione Elettrica 380/150 della RTN**

La Sottostazione Elettrica di Utenza verrà collegata alla futura Stazione Elettrica di Trasformazione SE 380/150 kV della RTN, a mezzo di un elettrodotto in cavo interrato a 150 kV, costituito da una terna di cavi unipolari Al (3x1x1600) mm<sup>2</sup> disposti a trifoglio, ad una profondità di posa non inferiore a 1,60 m.

Per la valutazione del campo generato durante l'esercizio, è stata applicata la procedura di calcolo descritta dalla Norma CEI 211-4: *Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche*" adottando le seguenti ipotesi di lavoro:

- Tipologia di cavi: unipolari;
- Sigla del cavo: ARE4H1H5E 87/150kV;
- Formazione: 3x1x1600 mm<sup>2</sup>;
- Tipologia di posa: interrata;
- Modalità di posa: a trifoglio;
- Profondità di posa: 1,6 m.

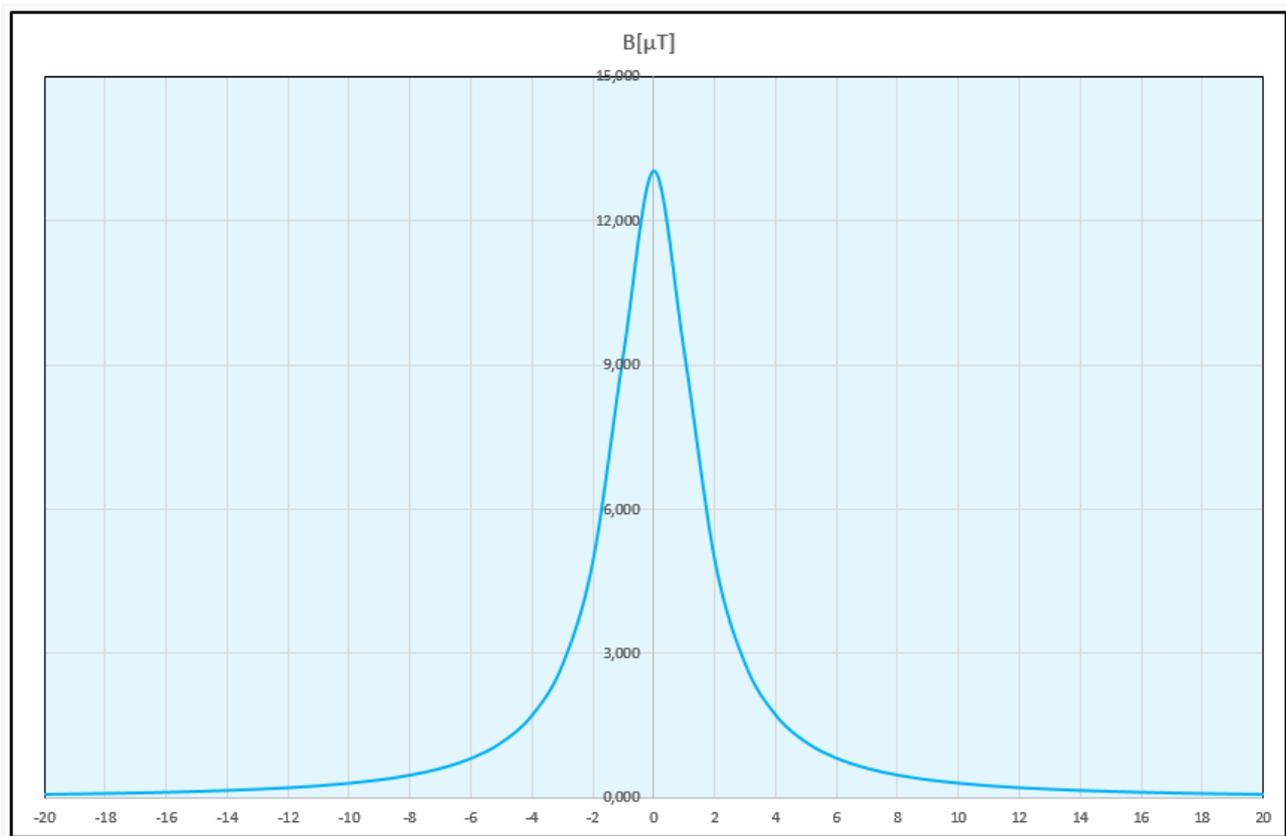


*Figura 22: Particolare di posa cavo AT 150 kV di collegamento con la Stazione Elettrica RTN*

La corrente La corrente utilizzata nel calcolo è la portata in regime permanente, così come definita nella Norma CEI 11-17:

**Portata in regime permanente:** massimo valore della corrente che, in regime permanente e in condizioni specificate, il conduttore può trasmettere senza che la sua temperatura superi un valore specificato.

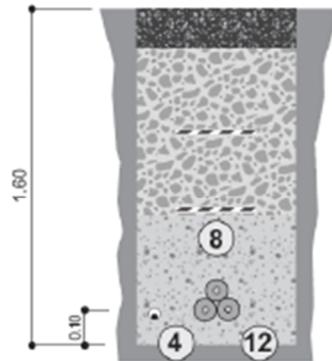
Per il cavo in esame, assumendo una portata di corrente pari a **1110 A**, si ottiene il risultato rappresentato nella figura seguente:



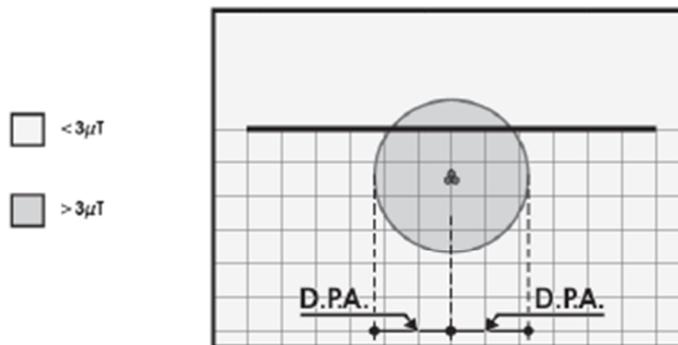
**Figura 23: induzione magnetica generata dalla linea AT 150 kV di collegamento con la Stazione Elettrica Terna durante l'esercizio, valutata a livello delle superficie del suolo;  $I = 1110$  A, Profondità di posa = 1,60 m.**

Quanto sopra rappresentato 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 elettriche e cabine” pubblicata da Enel, la quale per la linea in esame, prevede una Distanza di prima approssimazione pari a 3,10 m:

A15 - CAVI INTERRATI - Semplice Terna cavi disposti a trifoglio (serie 132/150 kV)



RAPPRESENTAZIONE DELLA FASCIA DI RISPETTO E DELLA D.P.A.



CONDUTTORI IN ALLUMINIO-ACCIAIO				
Diametro Esterno [mm]	Sezione Totale [mm <sup>2</sup> ]	CEI - 11-60 Portata [A]		
		Corrente A	D.P.A. m	Riferimento
108	1600	1110	3.10	A15

Figura 24: DPA semplice Terna di cavi disposti a trifoglio

## 4. 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;
- l'induzione magnetica generata dalle linee MT risulta superiore agli obiettivi di qualità; per ridurre il rischio di esposizione verranno adottati, in fase progettazione esecutiva e di costruzione dell'impianto, provvedimenti finalizzati a mitigare il campo elettromagnetico;
- la DPA della Sottostazione Elettrica di Utenza rientra nei confini di pertinenza dell'impianto;
- per l'elettrodotto AT, è necessario considerare una DPA di circa 3,10 m.

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