

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	30.11.2021	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
01	09/04/2024	Aggiornamento dei dati a seguito dell'inserimento delle Opere Utente per la Connessione alla RTN a 36 kV presso la futura Stazione Elettrica denominata "Raddusa" e delle Opere di Rete benestiarate da Terna S.p.A.			

RICHIEDENTE E PRODUTTORE



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

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE



Ing. D. Siracusa
 Ing. A. Costantino
 Ing. C. Chiaruzzi
 Ing. G. Schillaci
 Ing. G. Buffa
 Ing. M.C. Musca

Arch. A. Calandrino
 Arch. S. Martorana
 Arch. F. G. Mazzola
 Arch. G. Vella
 Dott. Agr. B. Miciluzzo
 Dott. Biol. M. Casisa

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

PROFESSIONISTA INCARICATO



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.....	1
1. Riferimenti Normativi.....	4
2. Descrizione generale dell'impianto.....	5
3. Valutazione previsionale dei campi elettromagnetici.....	17
3.1 Moduli Fotovoltaici	18
3.2 Inverter	19
3.3 Cabine elettriche di trasformazione di campo	22
3.4 Linee elettriche a 36 kV	24
4. Conclusioni	30

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 picco¹ pari a **50.652,00 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 **15/09/2023** e identificato con **Codice Pratica 202001120** prevede che l'impianto venga collegato in antenna a 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 kV da inserire in entra-esce sulla linea RTN a 380 KV "Chiamonte 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/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

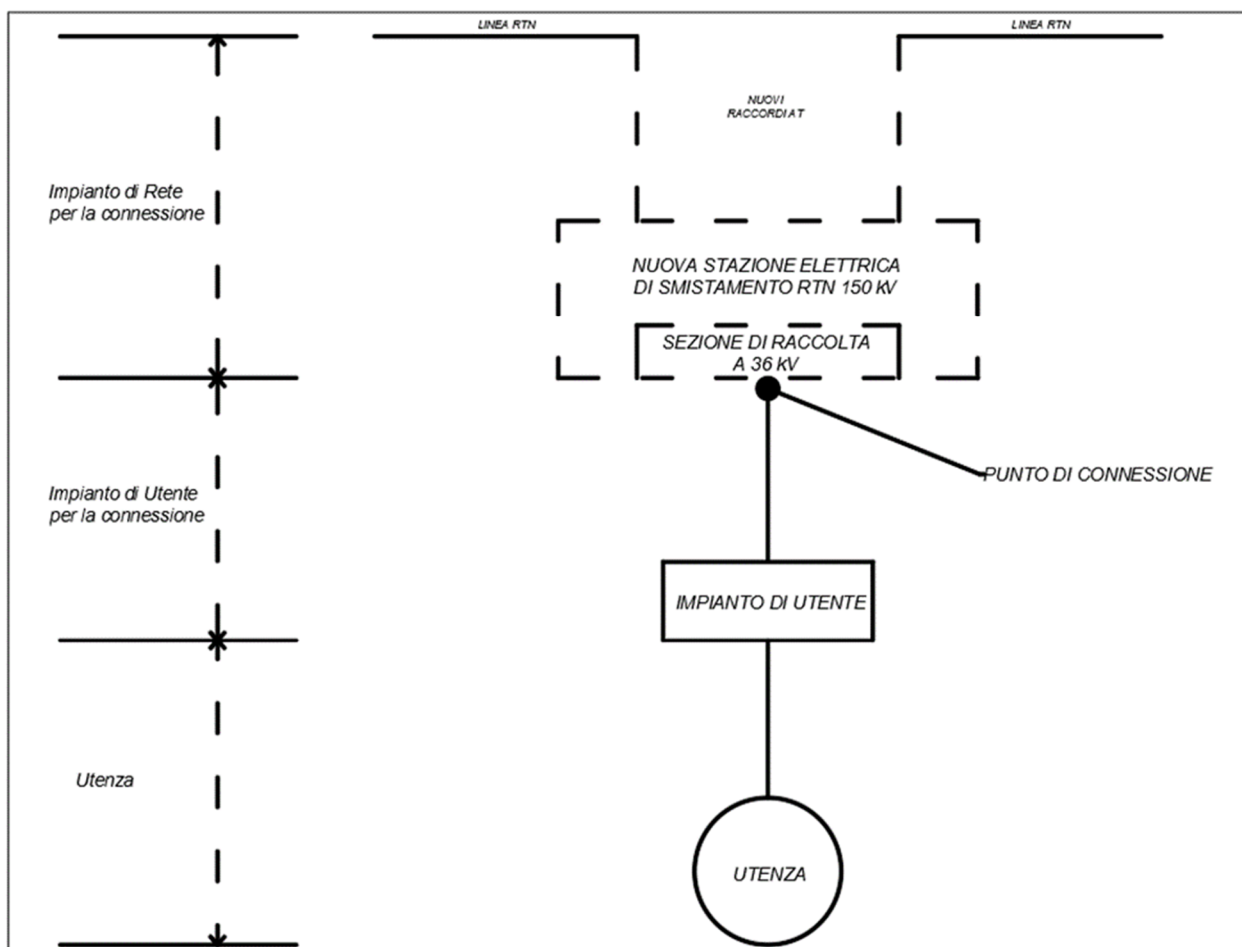


Figura 1: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN

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 Utente, 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 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 36 kV con la sezione a 36 kV di una nuova stazione elettrica (SE) RTN 380/150/36 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:

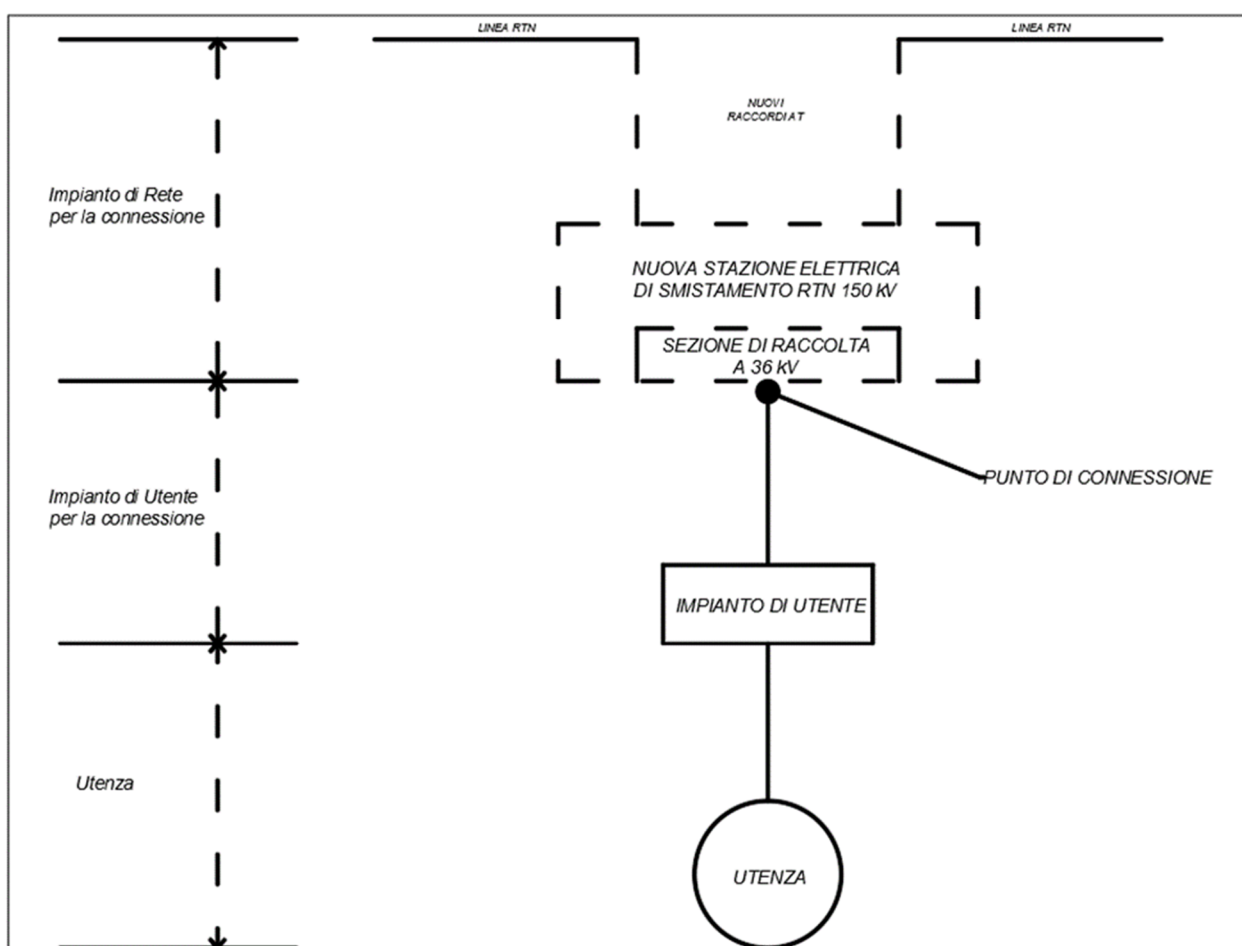


Figura 2: Schema tipico di inserimento in antenna di un impianto di produzione su Nuova Stazione Elettrica RTN da collegare in entra-esce su linea RTN

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 ***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 allegate 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 3: Sotto-sezione di impianto Nord con indicazione della suddivisione in sottocampi

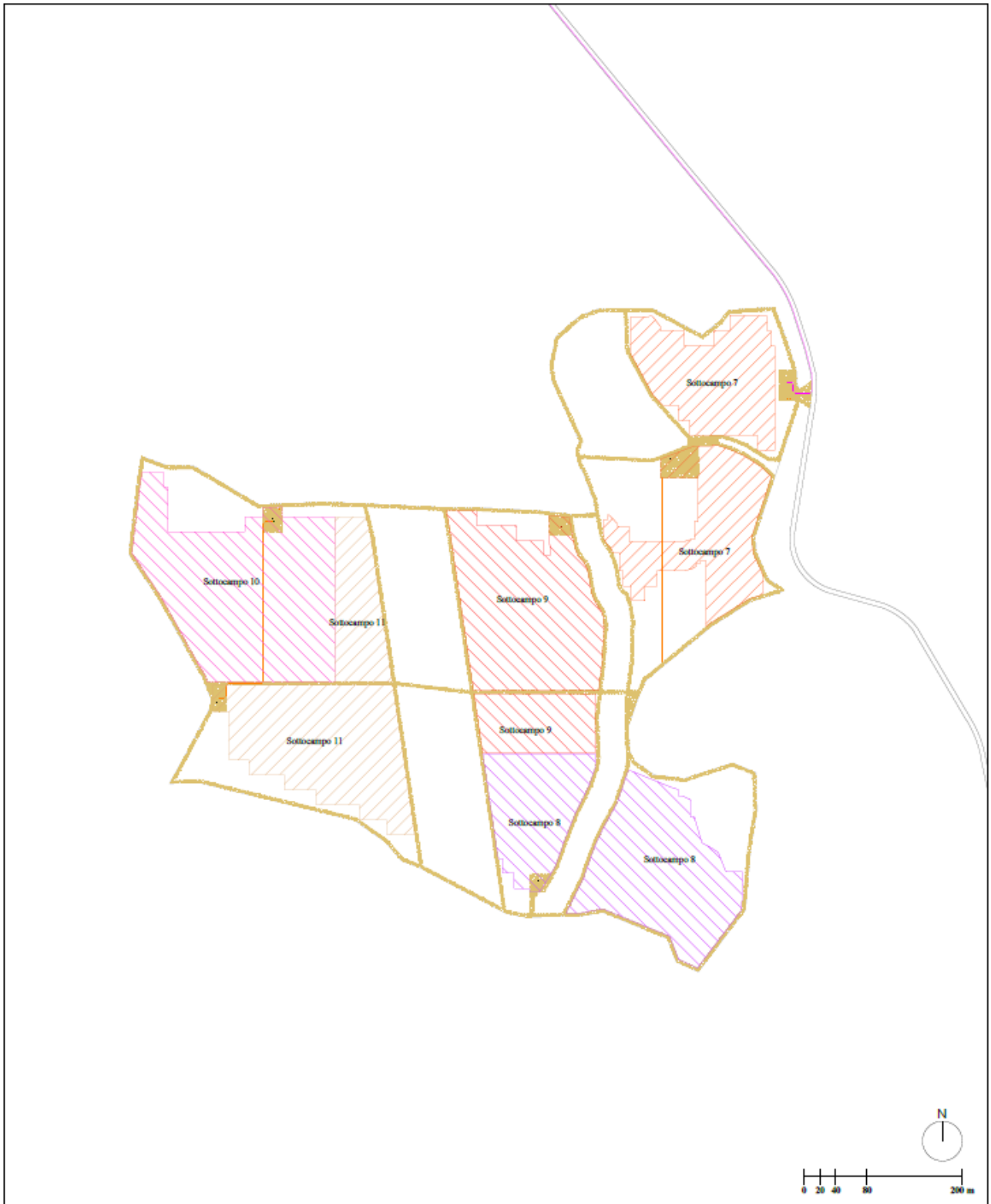
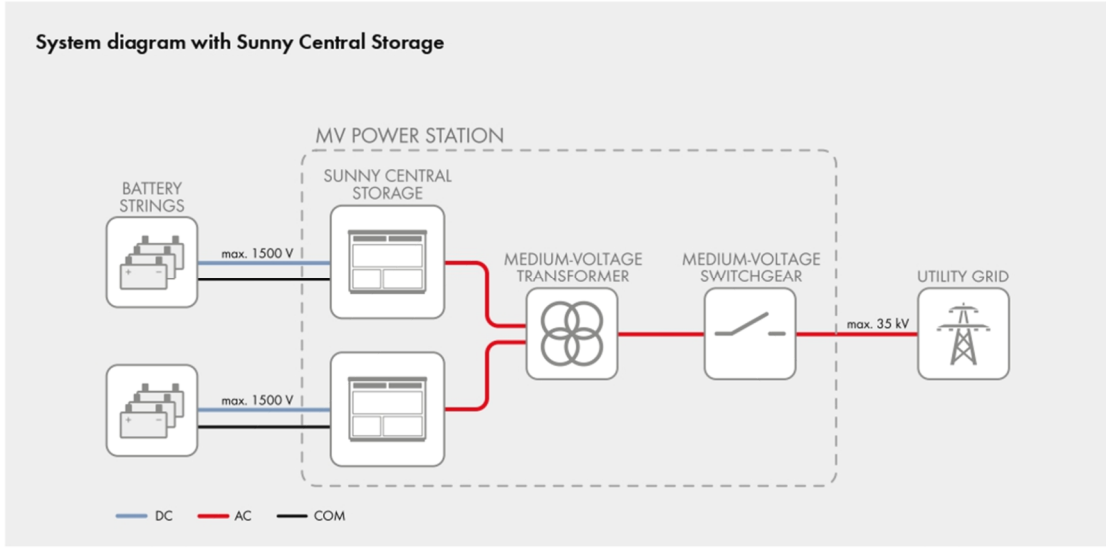
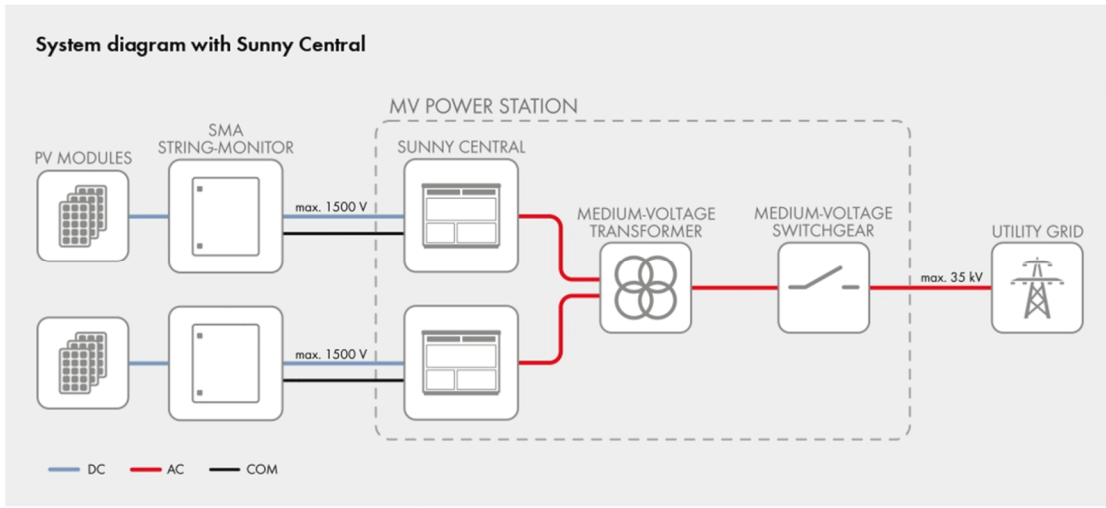


Figura 4: Sotto-sezione di impianto Sud con indicazione della suddivisione in sottocampi

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



Figura 5: particolare costruttivo Power Station SMA



www.SMA-Solar.com

SMA Solar Technology

M/P/24/00000000/1118/0/1 SMA and Sunny Central are registered trademarks of SMA Solar Technology AG. IP/Qualified paper. Changes to products and services, including those resulting from compliance requirements, and deviations from technical data are subject to change without notice. SMA assumes no liability for mistakes or printing errors. For the latest information, please visit www.SMA-Solar.com.

Figura 6: Schema elettrico di principio Power Station SMA

Definito il layout di impianto di impianto e la tipologia di inverter da utilizzare, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando opportunamente le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. *la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;*
2. *la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
3. *la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;*
4. *la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.*

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

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

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

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

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

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

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

Quest'ultima può essere calcolata con la seguente espressione:

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

dove

- $U_{\text{oc}}(25^\circ\text{C})$ è la tensione a vuoto del modulo in condizioni standard il cui valore viene dichiarato dal costruttore;

- β è il coefficiente di variazione della tensione con la temperatura, anch'esso dichiarato dal costruttore.

Deve risultare pertanto:

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

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_{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 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 valori di irraggiamento superiori a 1000W/m^2 .

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, installato all'interno della cabina di raccolta di pertinenza, a mezzo di linee elettriche di sottocampo secondo l'ordine di seguito indicato:

Sotto-sezione Nord

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

Sotto-sezione Sud

- Linea n° 1: alimenta la Power Station 7 e 8;
- Linea 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 AT/BT con i relativi quadri elettrici di alta 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 e da cui verrà derivata una dorsale *cavi unipolari ad elica visibile ARE4H5EX* in formazione 3x(1x630) 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;
- Inverter;
- 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.

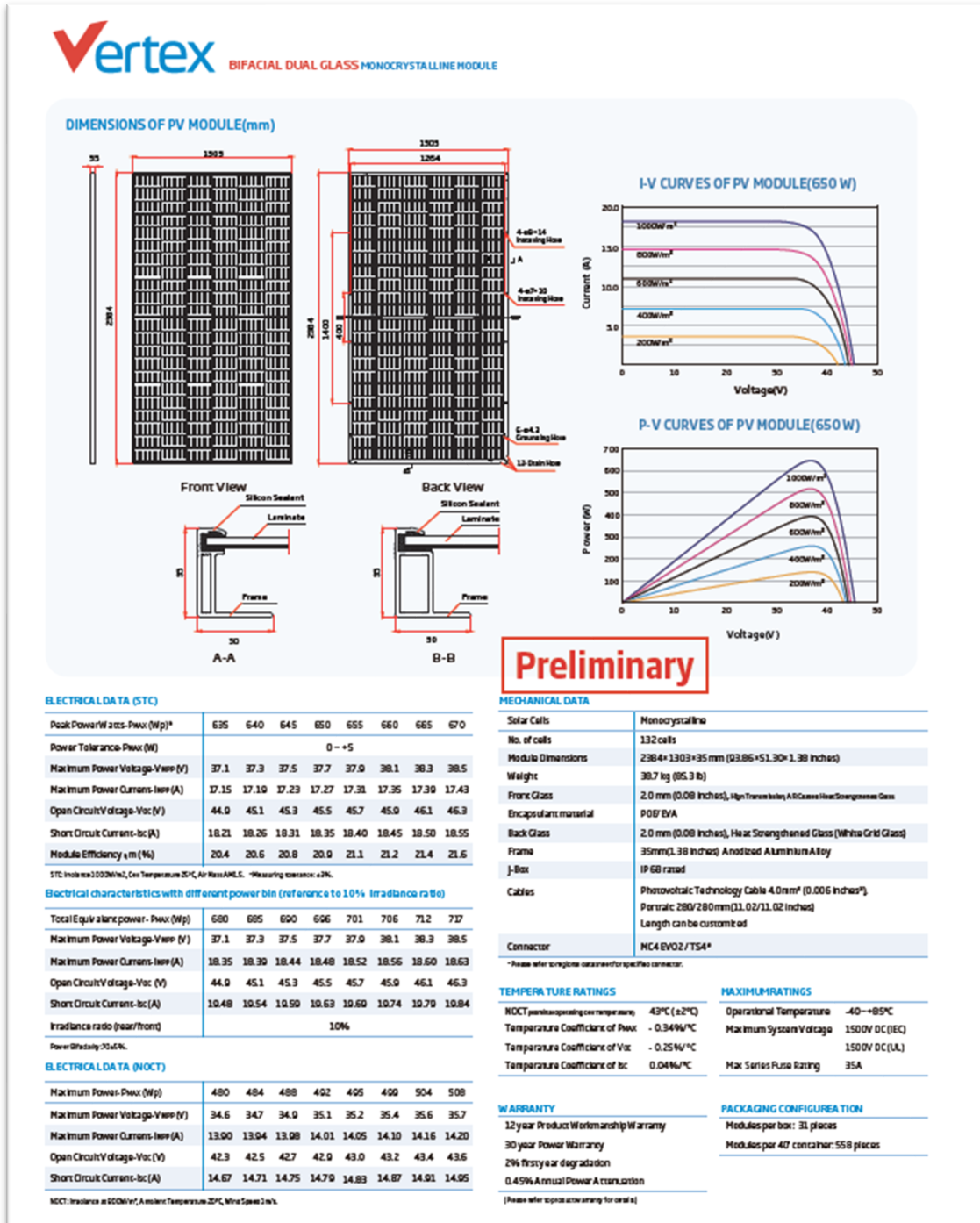


Tabella 1: datasheet moduli fotovoltaici

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



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
Input (DC)			
MPP voltage range V_{DC} (at 25°C / at 35°C / at 50°C)	850 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	875 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V	956 V to 1425 V / 1200 V / 1200 V
Min. input voltage $V_{DC, min}$ / Start voltage $V_{DC, start}$	778 V / 928 V	849 V / 999 V	927 V / 1077 V
Max. input voltage $V_{DC, max}$	1800 V	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 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²	2 x 800 kmil, 2 x 400 mm ²
Integrated zone monitoring	○	○	○
Available DC fuse sizes (per input)	200 A, 250 A, 315 A, 350 A, 400 A, 450 A, 500 A		
Output (AC)			
Nominal AC power at cos φ = 1 (at 35°C / at 50°C)	2500 kVA / 2250 kVA	2750 kVA / 2500 kVA	3000 kVA / 2700 kVA
Nominal AC power at cos φ = 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 ¹⁾	550 V / 440 V to 660 V	600 V / 480 V to 690 V	655 V / 524 V to 721 V ¹⁾
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 ¹⁰⁾		> 2	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹¹⁾		● 1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited ○ 1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	
Efficiency			
Max. efficiency ²⁾ / European efficiency ²⁾ / CEC efficiency ³⁾	98.6% / 98.3% / 98.0%	98.7% / 98.5% / 98.5%	98.8% / 98.6% / 98.5%
Protective Devices			
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	
General Data			
Dimensions (W / H / D)	2780 / 2318 / 1588 mm (109.4 / 91.3 / 62.5 inch)		
Weight	< 3400 kg / < 7496 lb		
Self-consumption (max. ⁴⁾ / partial load ⁵⁾ / average ⁶⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W		
Self-consumption (standby)	< 370 W		
Internal auxiliary power supply	Integrated 8.4 kVA transformer		
Operating temperature range ⁷⁾	-25 to 60°C / -13 to 140°F		
Noise emission ⁷⁾	67.8 dB(A)		
Temperature range (standby)	-40 to 60°C / -40 to 140°F		
Temperature range (storage)	-40 to 70°C / -40 to 158°F		
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month / year) / 0% to 95%		
Maximum operating altitude above MSL ¹¹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (earlier temperature-dependent derating)		
Fresh air consumption	6500 m ³ /h		
Features			
DC connection	Terminal lug on each input (without fuse)		
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)		
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave		
Communication with SMA string monitor (transmission medium)	Modbus TCP / Ethernet (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, IEEEl 547, Arrêté du 23/04/08		
EMC standards	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2, 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 di campo

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.

Per la determinazione della Distanza di Prima Approssimazione delle cabine elettriche di trasformazione, 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 mm², utilizzando la tabella sotto allegata, si può determinare il diametro del cavo da prendere in considerazione ai fini dell'applicazione della (1) per il calcolo della DPA:

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

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

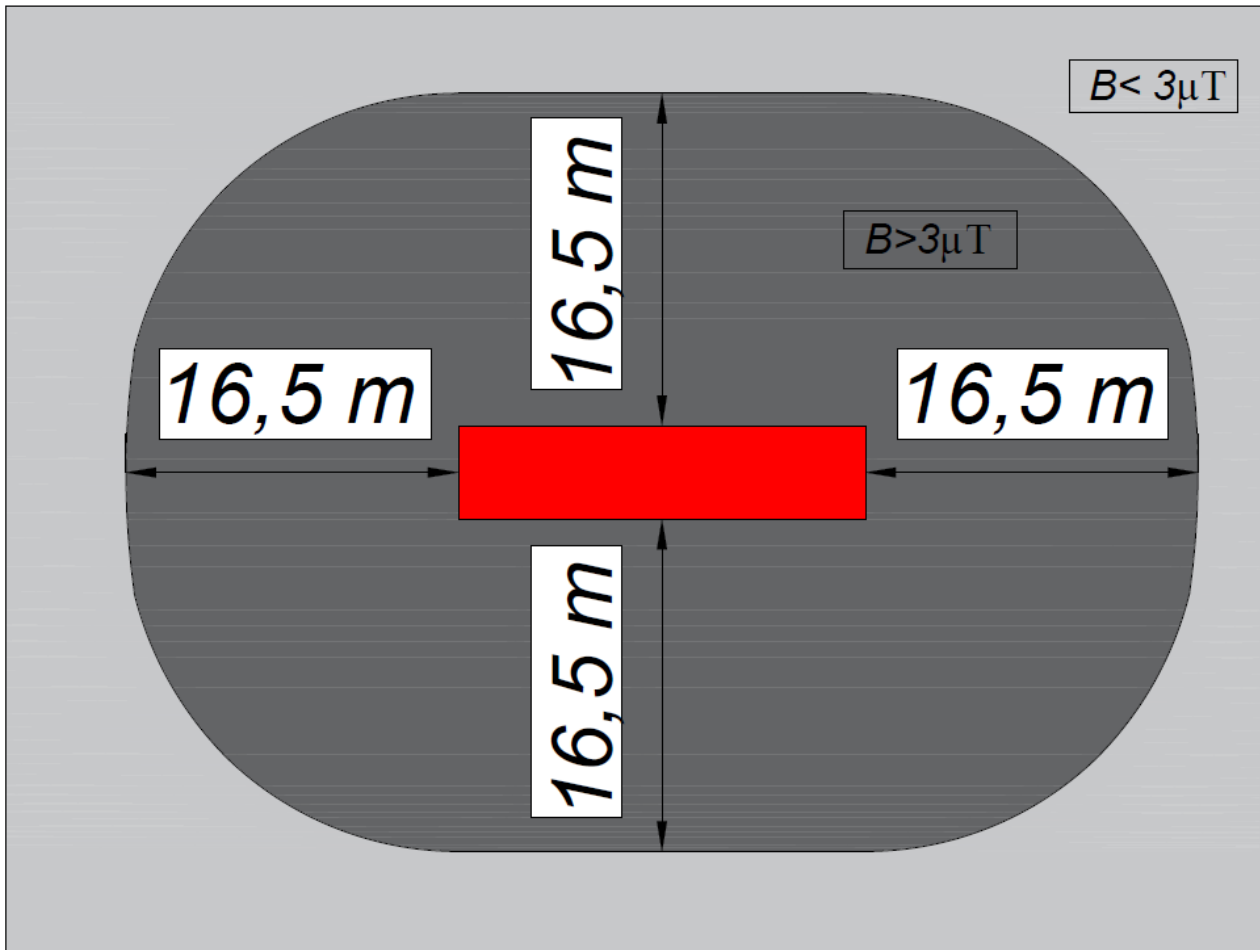


Figura 8: Distanza di prima approssimazione cabina elettrica equipaggiata con trasformatori da 5000 kVA

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 a 36 kV

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 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.

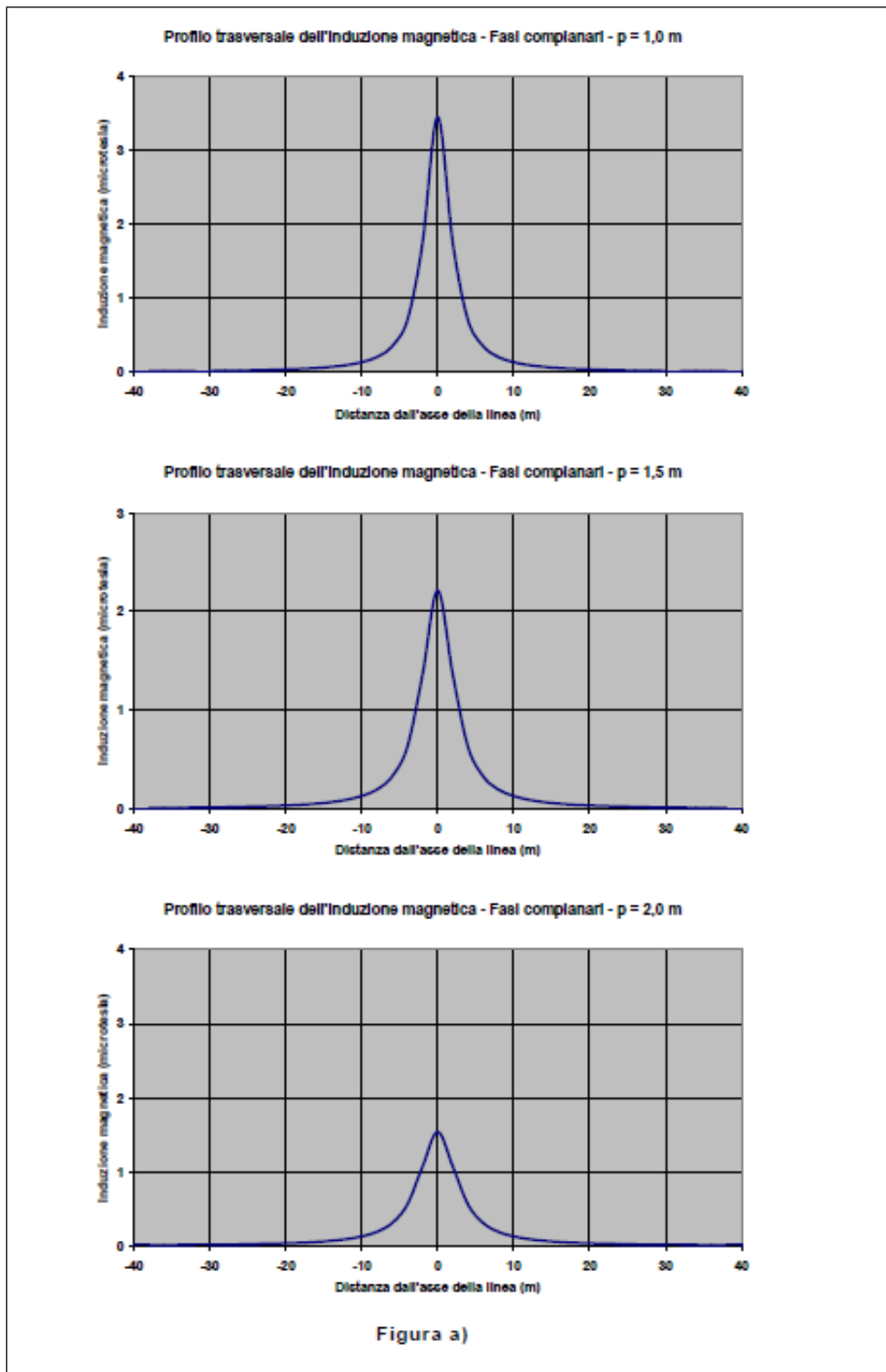


Figura 9: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,20 m posti rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

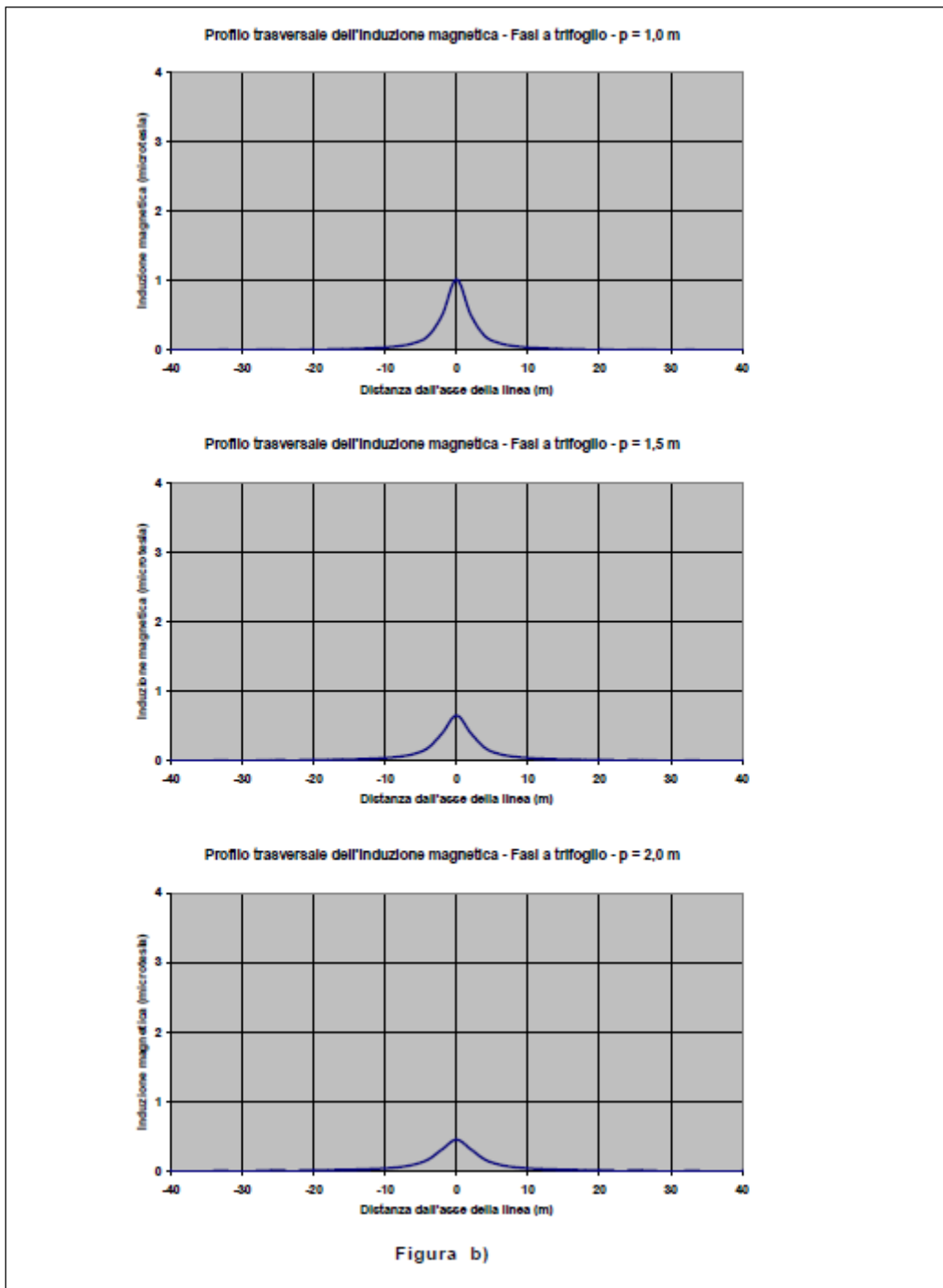


Figura 10: induzione magnetica generata da linee trifasi con conduttori distanziati tra loro di 0,05 m posati rispettivamente a 1,00 m, 1,50 m e 2,00 m di profondità, paralleli tra loro e alla superficie di calpestio. La corrente di ogni fase è di 200 A – Norma CEI 11-17

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.

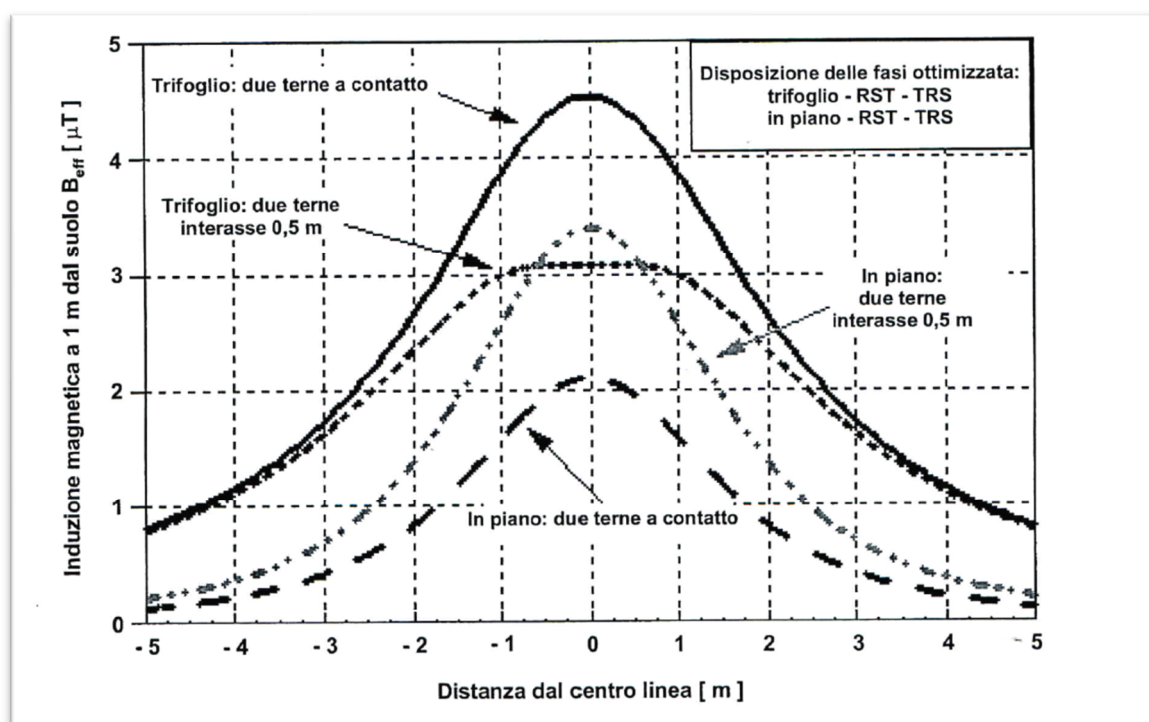


Figura 11: Confronto tra i profili laterali dell'induzione magnetica a 1 m da terra di due terne poste rispettivamente a trifoglio e in piano a contatto, $I=1000$; profondità di posa= 1,2 m; diametro cavi 100 mm

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 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 fa sì che l'obiettivo di qualità di 3 μ T fissato dal D.P.C.M. 8 luglio 2003, venga raggiunto a livello del suolo sulla verticale del cavo e nelle condizioni limite di portata (circa 80 cm) pertanto, per questa tipologia di cavi, non è necessario definire una fascia di rispetto.

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;
- 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 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.