



COMUNI DI LUCERA - SAN SEVERO - TORREMAGGIORE

PROVINCIA DI FOGGIA



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO
AGRIVOLTAICO

PROCEDIMENTO UNICO AMBIENTALE (PUA)

T.U. Ambiente D.Lgs 152/2006, Art. 27bis

VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE (VIA)

D.Lgs. 152/2006 ss.mm.ii. (Art.27)
"Norme in materia ambientale"

AUTORIZZAZIONE UNICA (AU)

D.Lgs. 387/2003

PROGETTO

LILIUM

DITTA

ATS AGRI di GRASSO FRANCA

REL 02

Titolo dell'allegato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO

		21/06/2024
1	EMISSIONE	DATA

CARATTERISTICHE GENERALI D'IMPIANTO

GENERATORE

IMPIANTO

- Potenza totale: 46,96 MW_p
- Numero totale di tracker: n. 2'504
- Numero totale moduli: n.67'564
- Moduli per tracker: n.28 e 14
- Potenza singolo modulo: 695 W_p

Il proponente:

ATS AGRI di GRASSO FRANCA
P.zza Giovanni Paolo II, 8
71017 Torremaggiore (FG)
0882/393197
P.IVA 03508590712
grassofranca@pec.it

Il progettista:

ATS Engineering srl
P.zza Giovanni Paolo II, 8
71017 Torremaggiore (FG)
0882/393197
atseng@pec.it

Il tecnico:

Ing. Eugenio Di Gianvito
atsing@atsing.eu

Sommario

1. Premessa	1
2. Inquadramento dell'area e del territorio di intervento	3
3. Riferimenti normativi e legislativi	4
4. Caratteristiche del progetto	8
4.1 Caratteristiche del generatore fotovoltaico	9
4.2 Caratteristiche dell'inverter	11
4.3 Caratteristiche tecniche della Cabina di sottocampo	13
4.3.1 Trasformatore AT/BT	13
4.3.2 Quadro AT	14
4.3.3 Quadro BT	15
4.3.4 Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari	15
4.4 Cabina di raccolta	16
4.4.1 Quadri di distribuzione AT	17
4.4.2 Trasformatore ausiliario AT/BT e quadro per i servizi ausiliari	17
5. Dimensionamento dei cavi	19
5.1 Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito	19
5.2 Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego	20
5.3 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico	20
5.4 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico	21
5.5 Cavidotto interno BT	21
5.6 Cavidotto interno AT	25
5.7 Cavidotto esterno Rete AT	27
5.8 Sezioni tipo – Cavi AT	28
6. Impatti	29
6.1 Acustico	29
6.2 Elettromagnetico	32
6.2.1 Cabine	33
6.2.2 Cavi interrati	34
6. Protezione contro il corto circuito	37
7. Misure di protezione contro i contatti diretti	37
8. Misure di protezione contro i contatti indiretti	38
9. Misure di protezione sul collegamento della rete elettrica	38
10. Impianto di messa a terra	39
11. Sistema di monitoraggio	40
12. Tempi di esecuzione	40

1. Premessa

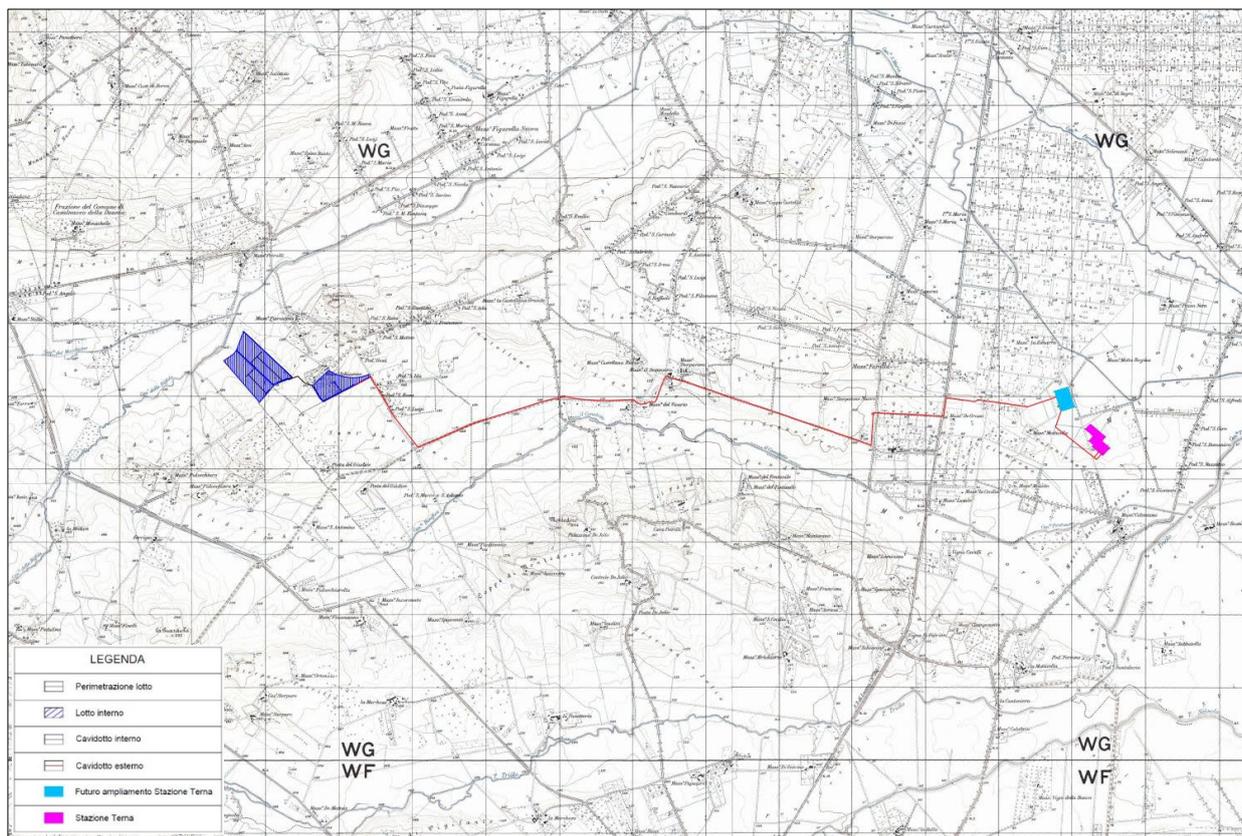
La società ATS AGRI di GRASSO FRANCA, operante nell'ambito della coltivazione diretta, propone la realizzazione di un parco agrivoltaico denominato "Lilium", localizzato all'interno dei limiti amministrativi del territorio comunale di Torremaggiore, in provincia di Foggia, con le relative opere ed infrastrutture accessorie necessarie al collegamento alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) e alla consegna dell'energia elettrica prodotta.

A tal fine la suddetta società avanza la proposta progettuale finalizzata alla realizzazione e messa in esercizio dell'impianto costituito da moduli installati su inseguitori E-O elevati da terra ad una quota alla cerniera di 4 m, in modo da preservare la continuità delle attività agricole sfruttando al contempo il potenziale solare.

Il progettista è ATS Engineering srl con sede in Torremaggiore, in P.zza Giovanni Paolo II, n. 8., il quale prevede l'installazione di n. 67.564 moduli fotovoltaici da 695 Wp ciascuno, per una potenza complessiva pari a 46,96 MWp.

- Numero totale moduli: 67.564
- Numero totale strutture tracker: 2'504
- Numero totale di pannelli a concentrazione per ciascun sistema tracker: 28 o 14
- Numero totale inverter: 243
- Numero totale trasformatori: 13 (posizionati in apposita cabina di sottocampo)
- Potenza Nominale dell'impianto al picco [MW_p]: 46.96
- Potenza totale [MW]: 46.96

Il progetto prevede la localizzazione dell'impianto nel comune di Torremaggiore, nella provincia di Foggia.



Inquadramento su IGM

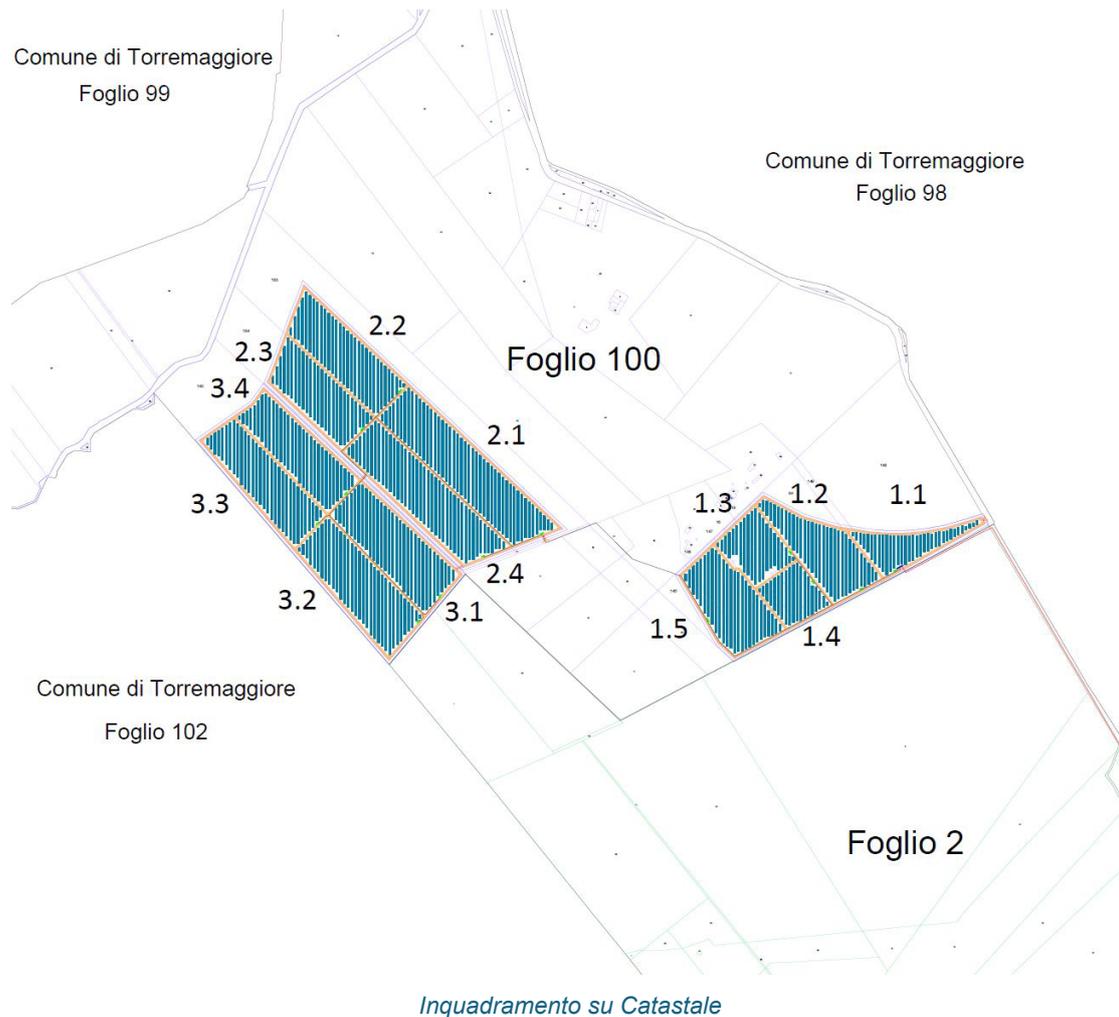
L'obiettivo è quello di produrre energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili nell'ottica di una progressiva sostituzione dei combustibili fossili e della riduzione dei gas climalteranti, secondo quanto previsto dagli accordi internazionali in materia come, ad esempio, il Protocollo di Kyoto.

Oltre a quanto contenuto nella presente relazione, si rimanda alle tavole grafiche di progetto allegate.

2. Inquadramento dell'area e del territorio di intervento

Il progetto "Lilium" verrà realizzato ad S-E del comune di Torremaggiore, in provincia di Foggia.

L'area, al Catasto Terreni, è individuata al Foglio 100, particelle 16, 19, 30, 84, 140, 145, 146, 147, 148, 149, 183 e 184.



L'impianto sarà composto da strutture tracker da 28 e 14 moduli, orientate in posizione Nord-Sud ed inseguitori orientati in posizione Est-Ovest, ognuna delle quali coprirà rispettivamente una superficie di circa 89 m² e 45 m². La potenza complessiva prodotta dall'impianto è di 46,96 MW circa. Il numero totale di inverter è 243, ognuno dei quali avrà potenza di 200 kW posizionati circa ogni 10 stringhe.

La principale via d'accesso all'area di progetto è la S.P. 17, oltre ad altre vie minori, quali tratturi interpoderali. Si può raggiungere la zona di progetto anche tramite l'autostrada A14, S.S. 16 e S.P. 16.

Si fa presente che la zona non ricade all'interno di aree alluvionabili definite dall'Autorità di Bacino della Puglia.

Dal punto di vista tettonico non sono rilevabili disturbi superficiali; l'area si presenta pressoché pianeggiante, fatta eccezione per delle ripe di erosione in prossimità degli alvei e delle sponde fluviali.

Dal punto di vista geomorfologico, il sito presenta un'altezza media di 150 m e presenta un andamento pressoché regolare e pianeggiante. L'area è delimitata idealmente dal canale della Bufala e canale Le Valli.

L'area di progetto si colloca in un contesto agricolo, dove è evidente che la presenza dell'uomo ha alterato profondamente lo status originario dei luoghi. L'impatto visivo dell'impianto è comunque ritenuto poco significativo.

3. Riferimenti normativi e legislativi

Le soluzioni tecniche ed i materiali utilizzati che saranno adottate per l'installazione, risulteranno rispondenti alle più innovative tecnologie rispondenti alla più aggiornata normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Riferimenti normativi Opere Civili:

- Legge 5 novembre 1971, n. 1086 (G. U. 21 dicembre 1971 n. 321) "Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica";
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 (G. U. 21 marzo 1974 n. 76) "Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche"; D.M. LL.PP. 16 gennaio 1996 "Norme tecniche per le costruzioni in zone sismiche";
- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) "Aggiornamento delle Norme Tecniche per le Costruzioni";
- Linee guida edite dall'A.R.T.A. nell'ambito del Piano per l'Assetto Idrogeologico (P.A.I.). Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le

indicazioni contenute nelle seguenti norme: Legge 5 novembre 1971 n. 1086 (G.U. 21 dicembre 1971 n. 321) “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica”. Legge 2 febbraio 1974 n. 64 (G.U. 21 marzo 1974 n. 76) “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche”. Indicazioni progettuali per le nuove costruzioni in zone sismiche a cura del Ministero per la Ricerca scientifica - Roma 1981;

- D. M. Infrastrutture Trasporti 17/01/2018 (G.U. 20/02/2018 n. 42 - Suppl. Ord. n. 8) “Aggiornamento delle Norme tecniche per le Costruzioni”. Inoltre, in mancanza di specifiche indicazioni, ad integrazione della norma precedente e per quanto con esse non in contrasto, sono state utilizzate le indicazioni contenute nelle seguenti norme: Circolare 21 gennaio 2019, n. 7 C.S.LL.PP. (G.U. Serie Generale n. 35 del 11/02/2019 - Suppl. Ord. n. 5). Istruzioni per l'applicazione dell'«Aggiornamento delle "Norme tecniche per le costruzioni"» di cui al decreto ministeriale 17 gennaio 2018;

Riferimenti normativi Opere Elettriche:

- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;

- Norma CEI 0-14 “Guida all’applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-61 “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”;
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;
- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”;
- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - “Attuazione dell’articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro”;
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 “Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche”;

- D.M. 12 Settembre 1959 “Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988)
- “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne” (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- “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)” (D.P.C.M del 8/07/2003).

Riferimenti normativi per la sicurezza:

- D.LGS n. 81 del 9 aprile 2008 “Testo unico sulla sicurezza”

4. Caratteristiche del progetto

La finalità di questo impianto è quella di produrre energia elettrica in collegamento alla rete di alta tensione in corrente alternata e si basa sul principio che l'energia del sole viene captata dalle celle fotovoltaiche a concentrazione che la trasformano in energia solare utilizzabile per la produzione di energia elettrica.

L'impianto sarà costituito dalle seguenti parti:

- produzione, trasformazione e trasmissione dell'energia elettrica,
- misura, controllo e monitoraggio della centrale,
- sicurezza e controllo.

Nello specifico presenterà le seguenti caratteristiche:

- Numero totale moduli: 67.564
- Numero totale strutture tracker: 2'504
- Numero totale di pannelli a concentrazione per ciascun sistema tracker: 28 o 14
- Numero totale inverter: 243
- Potenza totale [MW]: 46,96

Tale impianto sarà allacciato alla RTN mediante un cavidotto AT con tensione nominale di 36 KV.

Dell'impianto agrivoltaico fa parte anche un complesso sistema di cavidotti, che esplica diverse funzioni:

- i cavi che uniscono i moduli per formare le stringhe;
- i cavi che collegano le stringhe ai quadri di campo e poi all'inverter;
- i cavi di collegamento tra inverter e trasformatore;
- i cavi in alta tensione che vanno alla cabina di raccolta.

4.1 Caratteristiche del generatore fotovoltaico

Il modulo utilizzato è il Vertex N della Trinasolar, il quale presenta una potenza di picco pari a 695 W_p ed un'efficienza del 22,4%, misurate rispetto alla Standard Test Condition, le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/mq con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo le norme CEI EN 904/1-2-32.

Il progetto prevede l'installazione di un totale di 67.564 moduli, montati su strutture a tracker con inseguitori E-O.

Di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici scelti per il progetto.



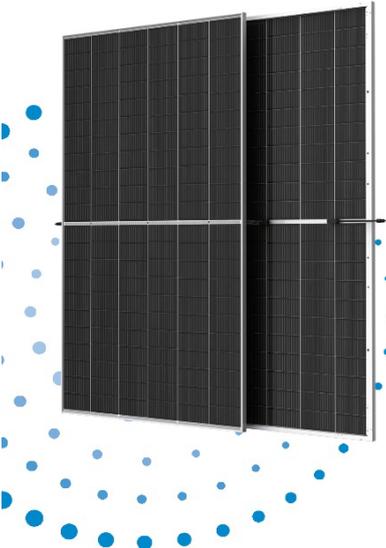
Vertex N
BIFACIAL DUAL GLASS MODULE

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 670-695W

695W
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W
POSITIVE POWER TOLERANCE

22.4%
MAXIMUM EFFICIENCY



- 

High customer value

 - Lower LCOE (levelized cost of energy), reduced BOS (balance of system) cost, shorter payback time
 - Guaranteed first year and annual degradation
 - High module power; high string power and low voltage design
- 

High power up to 695W

 - Up to 22.4% module efficiency with high density interconnect technology
 - Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection
- 

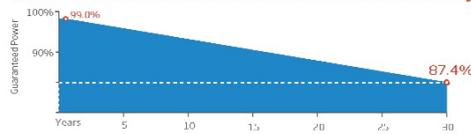
High reliability

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

High energy yield

 - Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
 - Extremely low 1% first year degradation and 0.4% annual power attenuation
 - The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
 - Lower temperature coefficient (-0.30%) and operating temperature
 - Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Years	Guaranteed Power (%)
0	100%
30	87.4%

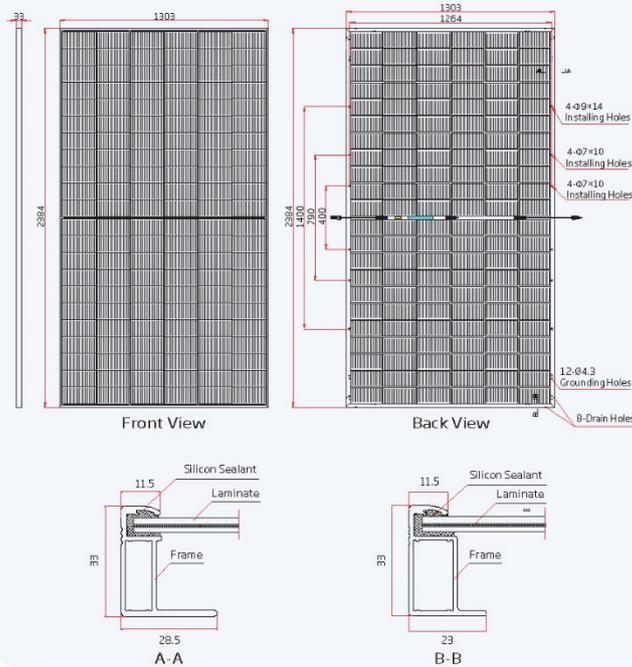
Comprehensive Products and System Certificates



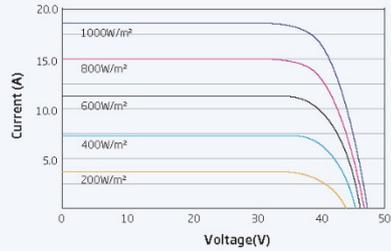
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716
 ISO 9001: Quality Management System
 ISO 14001: Environmental Management System
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



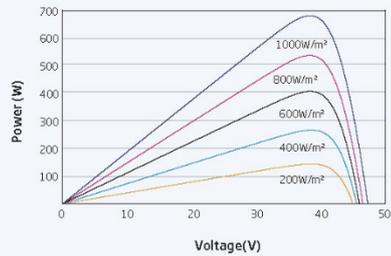
DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



I-V CURVES OF PV MODULE(680W)



P-V CURVES OF PV MODULE(680 W)



ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts- P_{max} (Wp)*	670	675	680	685	690	695
Power Tolerance- P_{max} (W)	0 ~ +5					
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	17.09	17.12	17.16	17.19	17.23	17.25
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.3
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	18.10	18.14	18.18	18.21	18.25	18.28
Module Efficiency η_m (%)	21.6	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4

STC Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C Air Mass 1.5. *Measuring tolerance: ±3%.

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

Total Equivalent power - P_{max} (Wp)	724	729	734	740	745	751
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	39.2	39.4	39.6	39.8	40.1	40.3
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	18.46	18.49	18.53	18.57	18.61	18.63
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	47.0	47.2	47.4	47.7	47.9	48.3
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	19.55	19.59	19.63	19.67	19.71	19.74
Irradiance ratio (rear/front)	10%					

Product Bifaciality: 80±5%.

ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power- P_{max} (Wp)	510	514	517	521	526	530
Maximum Power Voltage- V_{MPP} (V)	36.8	37.0	37.2	37.3	37.7	37.8
Maximum Power Current- I_{MPP} (A)	13.86	13.89	13.91	13.94	13.96	14.02
Open Circuit Voltage- V_{oc} (V)	44.5	44.7	44.9	45.2	45.4	45.8
Short Circuit Current- I_{sc} (A)	14.59	14.62	14.65	14.67	14.71	14.73

NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384×1303×33mm (93.86×51.30×1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	33mm (1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²), Portrait: 350/260 mm (13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EV02 / TS4 Plus / TS4*

*Please refer to regional datasheet for specified connector.

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P_{max}	-0.30%/°C
Temperature Coefficient of V_{oc}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I_{sc}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

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

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.4% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 33 pieces
- Modules per 40' container: 594 pieces

4.2 Caratteristiche dell'inverter

L'inverter considerato per il progetto in esame è il "SUN2000-215KTL-H3" della Huawei Technologies, della potenza apparente di 215 kVA e una potenza nominale di 200 kW.

Il progetto prevede l'installazione di un numero totale di 243 inverter, per una potenza nominale in AC di 48.60 MW.

Di seguito vengono riportate le specifiche tecniche del componente in oggetto.

SUN2000-215KTL-H3
Smart String Inverter



100A
Per MPPT



Max. Efficiency
≥99.0%



Smart String-Level
Disconnecter



Smart I-V Curve
Diagnosis Supported



MBUS
Supported



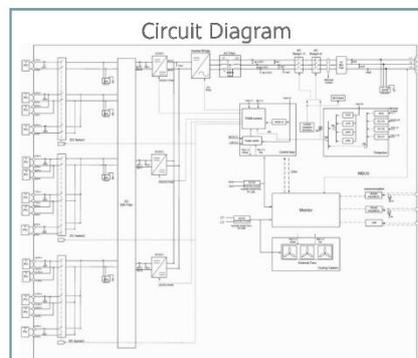
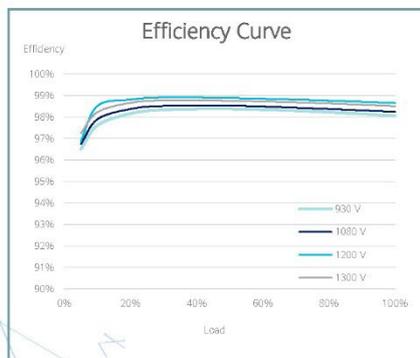
Fuse Free
Design



Surge Arresters for
DC & AC



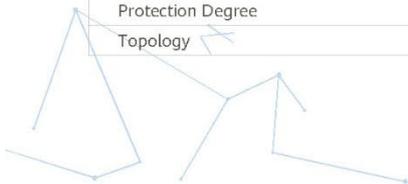
IP66
Protection



SOLAR.HUAWEI.COM

SUN2000-215KTL-H3
Technical Specifications

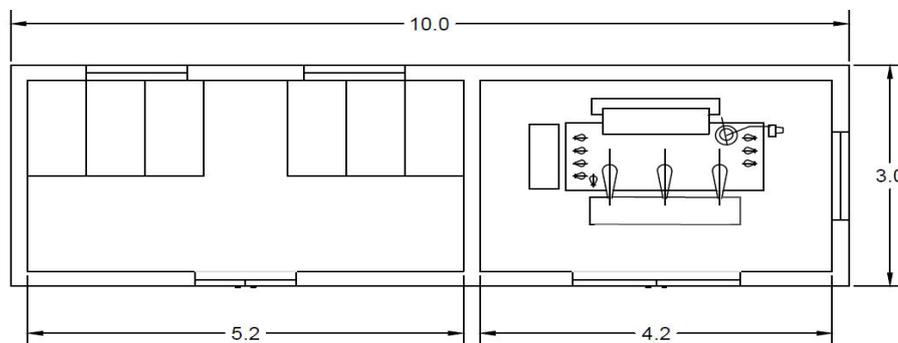
Efficiency		
Max. Efficiency		≥99.0%
European Efficiency		≥98.8%
Input		
Max. Input Voltage		1,500 V
Number of MPP Trackers		3
Max. Current per MPPT		100A/100A/100A
Max. PV Inputs per MPPT		4/5/5
Start Voltage		550 V
MPPT Operating Voltage Range		500 V ~ 1,500 V
Nominal Input Voltage		1,080 V
Output		
Nominal AC Active Power		200,000 W
Max. AC Apparent Power		215,000 VA
Max. AC Active Power (cosφ=1)		215,000 W
Nominal Output Voltage		800 V, 3W + PE
Rated AC Grid Frequency		50 Hz / 60 Hz
Nominal Output Current		144.4 A
Max. Output Current		155.2 A
Adjustable Power Factor Range		0.8 LG ... 0.8 LD
Max. Total Harmonic Distortion		< 1%
Protection		
Input-side Disconnection Device		Yes
Anti-islanding Protection		Yes
AC Overcurrent Protection		Yes
DC Reverse-polarity Protection		Yes
PV-array String Fault Monitoring		Yes
DC Surge Arrester		Type II
AC Surge Arrester		Type II
DC Insulation Resistance Detection		Yes
Residual Current Monitoring Unit		Yes
Communication		
Display		LED Indicators, WLAN + APP
USB		Yes
MBUS		Yes
RS485		Yes
General		
Dimensions (W x H x D)		1,035 x 700 x 365 mm (40.7 x 27.6 x 14.4 inch)
Weight (with mounting plate)		≤86 kg (191.8 lb.)
Operating Temperature Range		-25°C ~ 60°C (-13°F ~ 140°F)
Cooling Method		Smart Air Cooling
Max. Operating Altitude without Derating		4,000 m (13,123 ft.)
Relative Humidity		0 ~ 100%
DC Connector		Staubli MC4 EVO2
AC Connector		Waterproof Connector + OT/DT Terminal
Protection Degree		IP66
Topology		Transformerless



4.3 Caratteristiche tecniche della Cabina di sottocampo

La cabina di sottocampo è un prefabbricato all'interno del quale si trovano i seguenti componenti elettromeccanici:

- Quadri di bassa tensione, per l'arrivo degli inverter;
- Quadri in media tensione, di cui 2 per l'arrivo/partenza delle linee in media tensione ed un quadro per il trasformatore BT/AT;
- Un trasformatore BT/AT, per l'elevazione della tensione dell'energia elettrica in uscita dagli inverter, pari a 800 V, ad una tensione di 36 kV.



Planimetria cabina di sottocampo

4.3.1 Trasformatore AT/BT

Per poter immettere l'energia elettrica erogata dagli inverter sulla rete di elettrica è necessario innalzare il livello della tensione del generatore fotovoltaico a 36kV.

Per conseguire questo obiettivo si dovranno utilizzare appositi trasformatori elevatori AT/BT.

Verranno installati, quindi, trasformatori di elevazione AT/BT della potenza di 3300 kVA (taglie in base alla disponibilità del mercato).

Tutti i trasformatori AT/BT elevatori saranno a singolo secondario con tensione di 800V ed avranno una tensione al primario di 36 kV e avranno le caratteristiche indicate di seguito:

- tipo in OLIO
- frequenza nominale 50 Hz
- campo di regolazione tensione maggiore $\pm 2,5\%$

- livello di isolamento secondario 3 kV
- livello di isolamento primario 40,5kV
- simbolo di collegamento Dy 11
- collegamento secondario stella
- collegamento primario triangolo
- installazione esterna
- grado protezione dell'involucro esterno IP54
- tipo raffreddamento olio minerale
- altitudine sul livello del mare $\leq 1000\text{m}$
- impedenza di corto circuito a 75°C 6%
- livello scariche parziali $\leq 10 \text{ pC}$.

4.3.2 Quadro AT

Si prevede l'impiego di quadri AT 40,5 kV 20 kA di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione e trasformazione per quanto in progetto. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di alta tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea, che conterrà il sezionatore generale di linea interbloccato con il sezionatore di terra;
- scomparto di protezione del trasformatore AT/BT;
- scomparto di protezione con interruttore generale sulla ripartenza linea;
- scomparto di misura (ove previsto).

Gli scomparti di protezione saranno dotati di protezione sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente (50 e 51, 51N).

4.3.3 Quadro BT

Le linee in corrente alternata alimentate dagli inverter di uno stesso sottocampo, saranno collegate ad un quadro elettrico di bassa tensione installato all'interno del locale di conversione ed equipaggiato con dispositivi di generatore, uno per ogni inverter, e un interruttore automatico generale di tipo magnetotermico. Generalmente si utilizzano interruttori automatici per usi domestici e similari conformi alla norma CEI 23-3 se la corrente di impiego del circuito da proteggere è inferiore a 125 A. Se la corrente del circuito da proteggere è superiore a 125 A si utilizzano interruttori automatici per usi industriali, conformi alla norma CEI 17-5. Se richiesto dal sistema di protezione contro i contatti indiretti, gli interruttori hanno anche un relè differenziale (di tipo AC se l'inverter è dotato di trasformatore di isolamento, in caso contrario di tipo B) la cui corrente differenziale nominale di intervento è coordinata con la resistenza di terra dell'impianto di terra.

4.3.4 Trasformatore ausiliario BT/BT e quadro per i servizi ausiliari

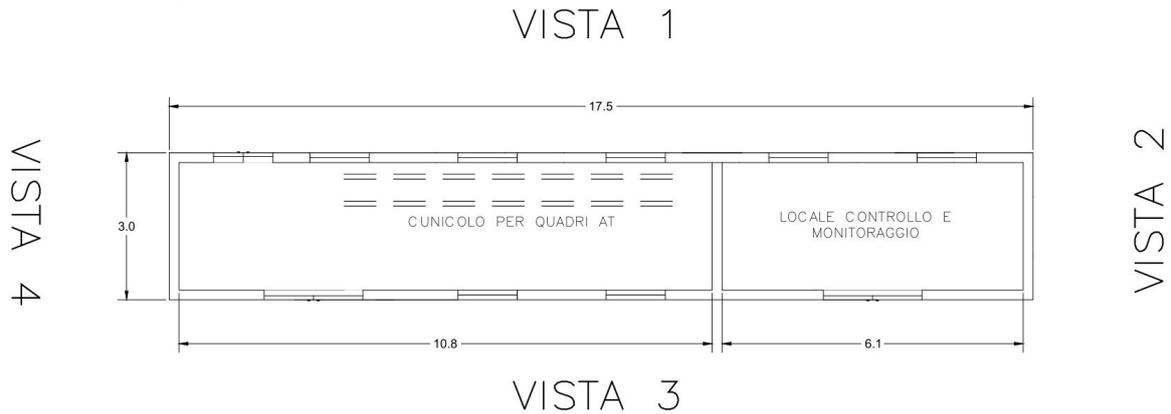
Sono previsti, inoltre, degli scomparti servizi ausiliari in ciascuna cabina di trasformazione AT/BT, all'interno di ognuno dei quali verrà installato un trasformatore ausiliario BT/BT 800/400V da 5-50 kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di cabina:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori AT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- ventilatori;
- datalogger.

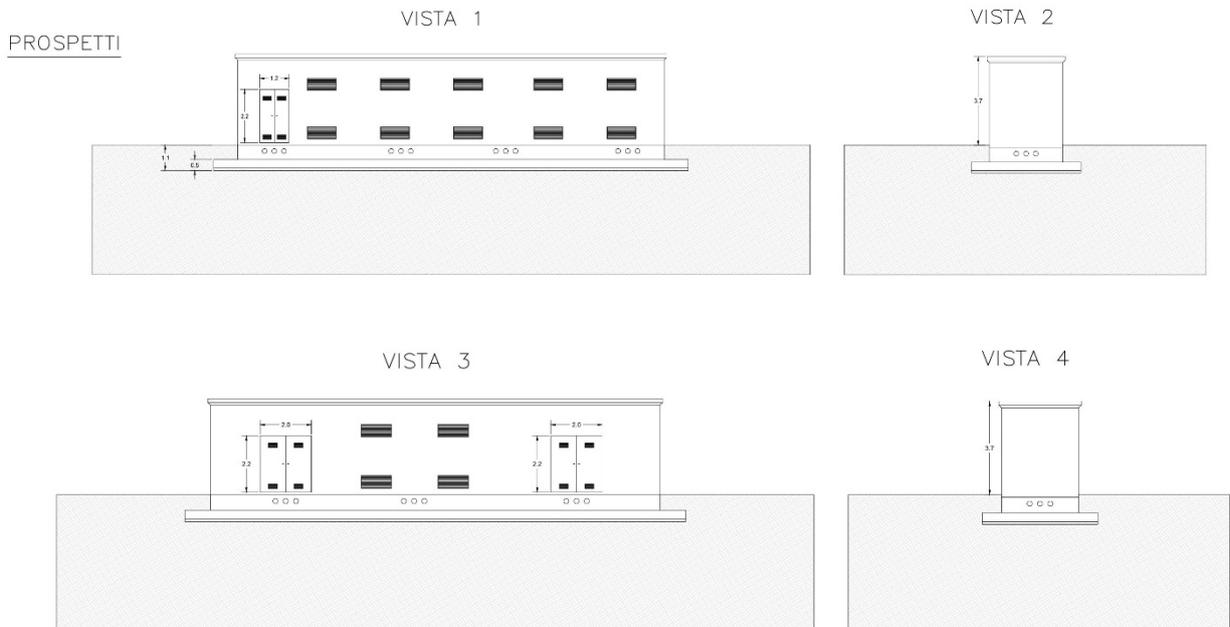
Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato "quadro elettrico servizi ausiliari".

4.4 Cabina di raccolta

L'energia elettrica prodotta dall'impianto agrivoltaico sarà trasportata tramite il cavidotto AT interrato dalle singole cabine di sottocampo fino alla cabina di raccolta, dove l'energia verrà convogliata ed inviata al futuro ampliamento della Stazione Terna tramite cavidotto AT.



Planimetria cabina di raccolta



Prospetti cabina di raccolta

4.4.1 Quadri di distribuzione AT

Si prevede l'impiego di quadri AT di tipo protetto (METAL ENCLOSED), i quadri di progetto sono di tipo modulare in modo da formare quadri di distribuzione per quanto in progetto, la tensione nominale dei quadri AT sarà 40,5 kV. Opportuni dispositivi di interblocco meccanico e blocchi a chiave fra gli apparecchi impediranno errate manovre, garantendo comunque la sicurezza per il personale. Il quadro elettrico di alta tensione, di tipo protetto, sarà costituito dai seguenti scomparti:

- scomparto di arrivo linea;
- scomparto shunt di compensazione arrivo linea;
- scomparto protezione generale;
- scomparto di misura (ove previsto);
- scomparti partenza linee;
- scomparto servizi ausiliari.

Lo scomparto di protezione generale conterrà un dispositivo di protezione contro le sovracorrenti, costituito da un interruttore tripolare e da un sezionatore di linea, corredato da relè di protezione in corrente. Da ciascuno scomparto linea, partirà una linea di alta tensione in cavo interrato che andrà ad attestarsi sul quadro elettrico di alta tensione installato all'interno della corrispondente cabina di trasformazione (nel caso delle cabine di ricezione di campo) o di ricezione di campo.

Gli scomparti verranno predisposti completi di bandella in piatto di rame interna ed esterna per il collegamento equipotenziale all'impianto di terra.

Saranno protetti da scaricatori contro le scariche atmosferiche.

4.4.2 Trasformatore ausiliario AT/BT e quadro per i servizi ausiliari

È previsto installare nello scomparto servizi ausiliari in ciascuna cabina di ricezione, un trasformatore AT/BT da 100kVA con il relativo quadro di bassa tensione per l'alimentazione dei seguenti servizi ausiliari di centrale:

- relè di protezione;
- sganciatori degli interruttori AT;
- relè ausiliari per la segnalazione delle avarie;
- impianto illuminazione perimetrale;
- impianto di videosorveglianza;
- dispositivo di monitoraggio delle performance;

- dispositivi di comunicazione e dati.

Il primario del trasformatore servizi ausiliari sarà protetto da un fusibile abbinato ad un interruttore di manovra sezionatore, mentre per la protezione delle linee di bassa tensione attraverso le quali verranno alimentati i servizi ausiliari, si utilizzeranno interruttori automatici di tipo magnetotermico differenziale, installati in un apposito quadro di bassa tensione denominato “quadro elettrico servizi ausiliari”.

Le cabine di ricezione saranno dotate di locale controllo e monitoraggio, contenente al loro interne le seguenti apparecchiature principali:

- quadro di bassa tensione dei sistemi ausiliari;
- rack sistema di videosorveglianza;
- rack sistema informatico per comunicazione dati;
- postazione operatore;
- climatizzatore;
- UPS.

5. Dimensionamento dei cavi

5.1 Dimensionamento dei cavi in funzione delle sollecitazioni termiche di cortocircuito

La Norma CEI 11-17 definisce le modalità di calcolo per la scelta del conduttore in relazione alle condizioni di sovracorrente. La scelta è fatta in modo tale che la temperatura del conduttore per effetto della sovracorrente non sia dannosa, come entità e durata, per l'isolamento o per gli altri materiali con cui il conduttore è in contatto o in prossimità.

Considerata la sovracorrente praticamente costante e il fenomeno termico sia di breve durata (cortocircuito) in modo da potersi considerare di puro accumulo (regime adiabatico), la sezione minima del conduttore può determinarsi mediante la seguente relazione:

$$S \geq \sqrt{I_{cc}^2 \cdot t / K^2}$$

Dove:

- S è la sezione del conduttore in mmq;
- I_{cc} è la corrente di cortocircuito indicata dal distributore sul punto di connessione;
- t è la durata della corrente di cortocircuito, pari a 1 s;
- K costante termica del cavo scelto.

5.2 Dimensionamento dei cavi in funzione della corrente di impiego

La sezione dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per i periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando le relazioni:

$$I_B \leq I_N \leq I_Z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_Z$$

Dove:

- I_B è la corrente di impiego del cavo;
- I_N è la portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025;
- I_Z è la portata del cavo nella condizione d'installazione specifica (tipo di posa e temperatura ambientale);
- I_f è la corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

5.3 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio termico

La sezione del cavo viene scelta cautelativamente in maniera tale che la temperatura del conduttore, in funzione della corrente di impiego in regime permanente, sia inferiore al 20 % della temperatura massima ammissibile del conduttore stesso.

$$T_e = (I_B/I_Z)^2 * (T_{max} - T_{min}) + T_{min}$$

5.4 Dimensionamento dei cavi in funzione del criterio elettrico

La sezione dei cavi viene dimensionata tenendo conto della caduta di tensione (C.d.T), in modo tale che il valore percentuale sia inferiore al 1% nel caso della bassa tensione e il 4% nel caso dell'alta tensione.

La C.d.T. viene calcolata mediante la seguente formula:

Corrente alternata trifase: $\Delta V = \sqrt{3} * I * L (R(T_e) * \cos \varphi + X * \sin \varphi)$

dove la resistenza viene calcolata in funzione della temperatura di esercizio.

5.5 Cavidotto interno BT

I cavi BT saranno del tipo H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc, cavi bassa tensione - per impianti fotovoltaici - zero alogeni;

- CONDUTTORE
 - Materiale: Rame stagnato, formazione flessibile, classe 5

- ISOLANTE
 - Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2
 - Colore: naturale
 - CEI EN 50618

- GUAINA ESTERNA
 - Materiale: Elastomero reticolato atossico di qualità Z2
 - Colore: Nero RAL 9005 - Rosso RAL 3013, blu RAL 5015
 - CEI EN 50618

Bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, non propaganti la fiamma, resistenti ai raggi UV.

- Tensione nominale U₀/U: 1/1 kVac 1,5/1,5 kVcc
- Tensione massima: 1,2 kVac 1,8 kVcc
- Tensione di prova: 6,5 kVac 15 kVcc
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di posa: -25°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C

- Raggio minimo di curvatura: 6 volte il diametro esterno massimo

I cavi BT in corrente continua a 1500V sono stati dimensionati in modo tale da soddisfare la relazioni:

$$I_b \leq I_z$$

$$\Delta V\% \leq 1\%$$

dove:

- I_b è la corrente di impiego del cavo;
- I_z è la portata del cavo, calcolata tenendo conto del tipo di cavo e delle condizioni di posa;
- $\Delta V\%$ è la massima caduta di tensione calcolata a partire dalla cabina di consegna fino al generatore più lontano (massima caduta di tensione su ogni sottocampo).

CAVI BASSA TENSIONE - PER IMPIANTI FOTOVOLTAICI - ZERO ALOGENI
LOW VOLTAGE CABLES SOLAR PLANTS - HALOGEN FREE

H1Z2Z2-K 1/1 kVac - 1,5/1,5 kVcc

Bassa emissione di fumi, gas tossici e corrosivi, non propaganti la fiamma, resistenti ai raggi UV
Low emissions of smoke, zero halogen, Flame retardant, UV resistant



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	CEI EN 50618
Resistenza raggi UV / UV Resistance	CEI EN 50618
Resistenza all'ozono / Ozone Resistance	CEI EN 60811-403
Resistenza elettrica / DC resistance	CEI EN 60228 (Tab. 9)
Portata di corrente / Current capacity	CEI EN 50618
Resistenza alla sollecitazione termica / Thermal stress resistance	CEI EN 60216-1
Direttiva Basso Tensione/Low Voltage Directive	2014/35/UE
Direttiva RoHS/RoHS Directive	2011/65/UE



Scarica la scheda tecnica completa

Le immagini sono presentate a illustrazione e scopo di esempio ©



REAZIONE AL FUOCO/REACTION TO FIRE

REGOLAMENTO/REGULATION 305/2011/UE

Norma/Standard	EN 50575:2014+A1:2016
Classe/Class	C ₀ -s1b, d1, a1
Classificazione/Classification (CEI UNEL 35016)	EN 13501-6
Prova di non propagazione della fiamma su un singolo conduttore o cavo isolato/Test for resistance to vertical flame propagation for a single insulated conductor or cable	EN 60332-1-2
Misura della densità di fumo / Measurement of smoke density	CEI EN 61034-2
Propagazione di fiamma e sviluppo di calore e di fumo in condizioni di incendio/Flame spread and development of heat and smoke under fire conditions	EN 50399
Grado di acidità dei gas / Degree of acidity of gas	EN 60754-2
Organismo notificato/Notified body	L.A.P.I. - 0987

Per il calcolo della portata ci si riferisce alla tabella CEI UNEL 35026 fasc. 5777 “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1.000 V in corrente alternata e 1.500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata”. Dalla norma viene fornita la formula per il calcolo della portata effettiva IZ che può essere ricavata, a partire dalla corrente I0, tenendo conto di opportuni coefficienti di correzione relativi a condizioni di posa diverse da quelle di riferimento.

$$I_z = I_0 \times K_1 \times K_2 \times K_3 \times K_4$$

Dove:

I0 = portata per posa interrata per cavi di tipo con resistività terreno 1K m/W;

K1 = fattore di correzione per temperature diverse da 20 °C;

K2 = fattore di correzione per gruppi di più circuiti affiancati sullo stesso piano;

K3 = fattore di correzione per profondità di posa;

K4 = fattore di correzione per terreni con resistività termica diversa da 1Km/W.

Formazione Size	Ø esterno medio <i>Medium Ø outer</i>	Peso medio cavo <i>Medium Weight</i>	Resistenza elettrica <i>Electrical Resistance max a 20°C</i>	Portata di corrente / <i>Current rating</i>		
				Cavo singolo libero in aria	Cavo singolo su unica superficie	Due cavi caricati che si toccano su una superficie
n° x mm ²	mm	kg/km	Ω/km	A	A	A
1 x 1,5	4,7	34	13,3	30	29	24
1 x 2,5	5,2	47	7,98	41	39	33
1 x 4	5,8	58	4,95	55	52	44
1 x 6	6,5	80	3,3	70	67	57
1 x 10	7,9	127	1,91	98	93	79
1 x 16	8,8	180	1,21	132	125	107
1 x 25	10,6	270	0,78	176	167	142
1 x 35	12,0	360	0,554	218	207	176
1 x 50	14,1	515	0,386	276	262	221
1 x 70	15,9	720	0,272	347	330	278
1 x 95	17,7	915	0,206	416	395	333
1 x 120	19,8	1160	0,161	488	464	390
1 x 150	21,7	1460	0,129	566	538	453
1 x 185	24,1	1780	0,106	644	612	515
1 x 240	26,7	2400	0,0801	775	736	620

temperatura ambientale 60° C - Temperatura max conduttore: 120°C
ambient temperature 60° C - Max conductor temperature: 120° C

Nota: Il periodo di uso previsto ad una temperatura massima del conduttore di 120°C e ad una massima temperatura ambientale di 90°C è limitato a 20.000h
Note: The intended period of use at a maximum conductor temperature of 120° C and a maximum ambient temperature of 90° C is limited to 20,000h



Dimensionamento:

Per i cavi AC da inverter alla cabina di campo si è scelto di utilizzare lo stesso cavo dimensionato al caso peggiore:

- massimo numero di moduli a monte dell'inverter;
- distanza maggiore dalla cabina di campo.

CIRCUITO			CAVI BT
			Campo Pot. Max
TIPO CAVO			Rame
			H1Z2Z2-K_ac
Tensione di Trasporto	Vn	V	800
	cosφ		0,95
	sinφ		0,31
Potenza Nominale	Pn	Kw	200,00
Corrente d'Impiego	Ib	A	151,93
Sezione Cavo	S	mm ²	50
Lunghezza Linea Max	L	m	500
Resistenza Linea	RL	Ω / km	0,386
Reattanza Linea	XL	Ω / km	0,1
Caduta di Tensione	ΔV	V	4,07
	ΔV	%	0,51
Portata			VERIFICATO
Materiale di Isolamento			Elastomero Atossico Z2
Portata Nominale	I0	A	221
Temperatura Terreno	T	°C	25
Terne		nr	1
distanza		m	0,25
Profondità di posa		m	1,2
Resistività Termica		K*m/W	1,5
FATTORI DI CORREZIONE			
K1	Ktt		0,95
K2	Kd		0,92
K3	Kp		0,97
K4	Kr		1
Portata Cavo	IZ	A	187,36

5.6 Cavidotto interno AT

La connessione delle diverse Cabine di Sottocampo alla Cabina di Raccolta è stata effettuata connettendo tra loro le cabine e convogliandole alla stessa.

Ai fini del calcolo della sezione da assegnare alle diverse linee che compongono la rete AT, la sezione è stata calcolata in funzione della corrente di cortocircuito, della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura).

Condizioni di esercizio AT: $\cos \varphi = 0,95$, $\sin \varphi = 0,312$, $V_n = 36.000$ V.

In generale, per tutte le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità di 1,50 metri dal piano di calpestio.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione delle interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

Electrical data

RM (RMC) - Round Multiwire Conductor (C - compacted), Class 2

RMS (Milliken type) - Round Multiwire Segmented Conductor

SPB - Single Point Bonded

CB - Cross Bonded

BE - Both Ends

D_c - Cable diameter

1 - Cables in flat formation, the distance between cables $2 \times D_c$

2 - Cables in trefoil formation, the distance between cables D_c

Cross section of conductor	Resistance of conductor		Resistance of metallic screen		Electric field strength at the Conductor screen / insulation	Short-circuit current-carrying capacity		Capacitance	Inductance	Current-carrying capacity	
	DC 20°C	AC 90°C	DC 20°C	AC 80°C		Conductor	Metallic screen			In ground	In air
mm ²	Ω/km				kV/mm	kA/1sec.		μF/km	mH/km	A	
1 x 120RM	0.1530	0.1956	0.542	0.670	5.17 / 1.82	17.5	7.4	0.122	0.649	388 / 364	467 / 449
									0.465	370 / 367	414 / 411
1 x 150RM	0.1240	0.1588	0.542	0.670	5.23 / 2.07	21.8	7.4	0.138	0.624	436 / 403	534 / 507
									0.440	416 / 411	470 / 466
1 x 185RM	0.0991	0.1273	0.542	0.670	5.07 / 2.12	26.9	7.4	0.146	0.611	493 / 447	610 / 572
									0.426	469 / 462	535 / 529
1 x 240RM	0.0754	0.0974	0.542	0.670	5.16 / 2.44	34.8	7.4	0.170	0.584	574 / 504	725 / 664
									0.399	545 / 534	631 / 621

HIGH-VOLTAGE XLPE CABLES

36/60÷69(72.5) kV

COPPER CONDUCTOR

N2XS(FL)2Y according to DIN VDE 0276-632

2XS(FL)2Y according to IEC 60840

XRUHKXS according to ZN-TF-530:2009; IEC 60840



La configurazione per ogni sottocampo è la seguente:

HIGH-VOLTAGE XLPE CABLES 36/60÷69(72.5) kV -COPPER CONDUCTOR-TF Kable													
inizio linea	Fine Linea	distanza (m)	Potenza (Kw)	cos ϕ	sin ϕ	Tension e (V)	Corrente (A)	sez. Cavo (mmq)	I0	IZ	n. cavi x fase	c.d.t %	conf.
CB 1	CBR	18	1654,10	0,95	0,31	36000	27,92	120	370	333,78	1	0,00	3x1x120
CB 2	CBR	115	3366,58	0,95	0,31	36000	56,83	120	370	333,78	1	0,01	3x1x120
CB 3	CBR	275	1702,75	0,95	0,31	36000	28,75	120	370	333,78	1	0,01	3x1x120
CB 4	CBR	370	2023,84	0,95	0,31	36000	34,17	120	370	333,78	1	0,01	3x1x120
CB 5	CBR	593	3658,48	0,95	0,31	36000	61,76	120	370	333,78	1	0,04	3x1x120
CB 6	CBR	792	5818,54	0,95	0,31	36000	98,23	120	370	333,78	1	0,08	3x1x120
CB 7	CBR	951	5186,09	0,95	0,31	36000	87,55	120	370	333,78	1	0,09	3x1x120
CB 8	CBR	1437	3862,81	0,95	0,31	36000	65,21	120	370	333,78	1	0,10	3x1x120
CB 9	CBR	1394	3230,36	0,95	0,31	36000	54,53	120	370	333,78	1	0,08	3x1x120
CB 10	CBR	1633	3600,10	0,95	0,31	36000	60,78	120	370	333,78	1	0,11	3x1x120
CB 11	CBR	1736	3804,43	0,95	0,31	36000	64,22	120	370	333,78	1	0,12	3x1x120
CB 12	CBR	2068	4573,10	0,95	0,31	36000	77,20	120	370	333,78	1	0,17	3x1x120
CB 13	CBR	2239	4475,80	0,95	0,31	36000	75,56	120	370	333,78	1	0,18	3x1x120

5.7 Cavidotto esterno Rete AT

Dalla Cabina di Raccolta parte il cavidotto in AT che arriva fino futuro ampliamento della Stazione Terna di San Severo. Ai fini del calcolo della sezione da assegnare alla rete, la sezione della linea è stata dimensionata in funzione della corrente nominale circolante sul ramo, il criterio elettrico (massima caduta di tensione) ed il criterio termico (massima sovratemperatura).

Condizioni di esercizio AT: $\cos \varphi = 0,95$, $\sin \varphi = 0,312$, $V_n = 36.000$ V.

Electrical data

RM (RMC) - Round Multiwire Conductor (C - compacted), Class 2
 RMS (Milliken type) - Round Multiwire Segmented Conductor
 SPB - Single Point Bonded
 CB - Cross Bonded

BE - Both Ends
 D_e - Cable diameter
 1 - Cables in flat formation, the distance between cables $2 \times D_e$
 2 - Cables in trefoil formation, the distance between cables D_e

Cross section of conductor	Resistance of conductor		Resistance of metallic screen		Electric field strength at the Conductor screen / insulation	Short-circuit current-carrying capacity		Capacitance	Inductance	Current-carrying capacity		
	DC 20°C	AC 90°C	DC 20°C	AC 80°C		Conductor	Metallic screen			ooo ¹	In ground	In air
mm ²	Ω/km				kV/mm	kA/1sec.	μF/km	mH/km	A			
1 x 120RM	0.1530	0.1956	0.542	0.670	5.17 / 1.82	17.5	7.4	0.122	0.649	388 / 364	467 / 449	
									0.465	370 / 367	414 / 411	
1 x 150RM	0.1240	0.1588	0.542	0.670	5.23 / 2.07	21.8	7.4	0.138	0.624	436 / 403	534 / 507	
									0.440	416 / 411	470 / 466	
1 x 185RM	0.0991	0.1273	0.542	0.670	5.07 / 2.12	26.9	7.4	0.146	0.611	493 / 447	610 / 572	
									0.426	469 / 462	535 / 529	
1 x 240RM	0.0754	0.0974	0.542	0.670	5.16 / 2.44	34.8	7.4	0.170	0.584	574 / 504	725 / 664	
									0.399	545 / 534	631 / 621	
1 x 300RM	0.0601	0.0783	0.542	0.670	5.02 / 2.49	43.5	7.4	0.183	0.571	648 / 553	831 / 744	
									0.386	614 / 599	721 / 707	
1 x 400RM	0.0470	0.0620	0.542	0.670	4.82 / 2.57	57.9	7.4	0.203	0.558	741 / 607	965 / 839	
									0.374	698 / 676	835 / 814	
1 x 500RM	0.0366	0.0491	0.542	0.670	5.05 / 2.95	72.2	7.4	0.238	0.538	845 / 663	1125 / 942	
									0.353	791 / 760	963 / 933	
1 x 630RM	0.0283	0.0389	0.542	0.670	4.90 / 3.02	90.9	7.4	0.264	0.525	974 / 707	1308 / 1051	
									0.340	894 / 850	1112 / 1067	
1 x 800RM	0.0221	0.0313	0.542	0.670	4.78 / 3.09	115.4	7.4	0.292	0.512	1082 / 765	1505 / 1155	
									0.327	998 / 938	1266 / 1204	
1 x 1000RM	0.0176	0.0260	0.379	0.468	4.69 / 3.14	144.1	10.5	0.318	0.505	1197 / 759	1684 / 1189	
									0.320	1082 / 994	1398 / 1306	
1 x 1200RMS	0.0151	0.0203	0.379	0.468	4.56 / 3.21	172.8	10.5	0.364	0.499	1385 / 802	1981 / 1303	
									0.314	1258 / 1127	1663 / 1552	

5.8 Sezioni tipo – Cavi AT

Per tutte le linee elettriche AT, si prevede la posa direttamente interrata dei cavi, con ulteriori protezioni meccaniche, ad una profondità variabile del piano di calpestio a seconda della sede sulla quale avviene la posa.

In caso di particolari attraversamenti o di risoluzione puntuale di interferenze, le modalità di posa saranno modificate in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 11-17 e dagli eventuali regolamenti vigenti relativi alle opere interferite, mantenendo comunque un grado di protezione delle linee non inferiore a quanto garantito dalle normali condizioni di posa.

La linea di adduzione al futuro ampliamento della Stazione Terna è così definita:

HIGH-VOLTAGE XLPE CABLES 36/60÷69(72.5) kV -COPPER CONDUCTOR-TF Kable										
Distanza (m)	Potenza (Kw)	cosφ	sinφ	Tensione (V)	Corrente (A)	sez. Cavo (mmq)	l ₀	l _z	n. cavi x fase	c.d.t. %
11382	46956,98	0,95	0,31	36000	792,71	800	998	900,30	1	0,00

6. Impatti

6.1 Acustico

La vigente Normativa prevede il rispetto dei limiti di immissione diurno e notturno determinati da parte dei Comuni nelle carte di zonizzazione.

Il D.P.C.M. 1° marzo 1991, all'art. 6 comma 1 regola il regime transitorio ed indica l'applicazione dei limiti di cui al D.M. 2 Aprile 1968 n.1444 per quei Comuni non ancora dotati di Carte di Zonizzazione:

ZONIZZAZIONE	LIMITE DIURNO Leq (A)	LIMITE NOTTURNO LEQ (A)
Tutto il territorio nazionale	70	60
Zona A (D.M. n. 1444/68)	65	55
Zona B (D.M. n. 1444/68)	60	50
Zona esclusivamente industriale	70	70

Tabella 8: Art. 6 del D.P.C.M. 01.03.1991

Pertanto, in ottemperanza a quanto disposto dal D.P.C.M. 1° marzo 1991, art. 6, comma 1, considerato che il Comune di Torremaggiore (FG) non risulta che sia dotato di un piano di zonizzazione acustica, dovrebbero essere applicati i limiti di cui al D.M. 2 Aprile 1968 n.1444 relativi a "tutto il territorio nazionale", cioè 70 dB (A) periodo diurno e 60 dB (A) periodo notturno. Tuttavia, pur in assenza di zonizzazione, a scopo cautelativo, e in applicazione del DPCM 14 Novembre 1997, si considerano i limiti di immissione più restrittivi definiti per la classe III "aree di tipo misto".

Poiché l'impianto nel periodo notturno risulta spento si considera solo il valore nel periodo diurno.

Limite valore di immissione Diurno 60 dB (A)

I valori limite d'immissione differenziali "determinati con riferimento alla differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il rumore residuo" (Art. 2 comma 3 lettera b legge n. 447 del 26/10/1995) sono 5dB (A) per il periodo diurno (Art. 4 comma1 DPCM 14/11/1997), 3dB (A) per il periodo notturno che nel caso specifico non si considera.

Il DPCM 14/11/97 precisa che per il criterio differenziale si deve valutare la rumorosità prodotta (art. 4 comma 3):

A. Dalle infrastrutture stradali, ferroviarie, aeroportuali e marittime

B. Da attività e comportamenti non connessi con esigenze produttive, commerciali e professionali

Il criterio differenziale non è applicabile nei casi in cui il ricettore si trovi in aree prevalentemente industriali della classe VI (art. 4 comma 1 DPCM 14/11/1997).

Il criterio differenziale non è applicabile, art.4 comma 2 del DPCM 14/11/1997, quando:

A. Il rumore misurato a finestre aperte sia inferiore a 50dB(A) nel periodo diurno, in quanto ogni effetto del rumore è da considerarsi trascurabile.

B. Il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse sia inferiore a 35dB(A) nel periodo diurno e (art. 4 comma 2 lettera b), in quanto ogni effetto del rumore è da considerarsi trascurabile.

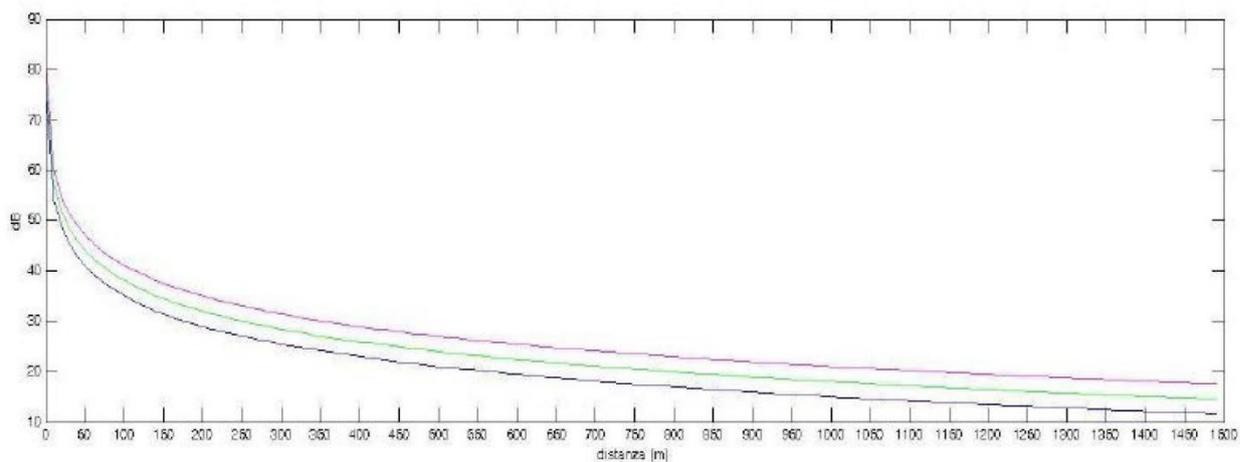
Tuttavia, la Circolare 6/9/2004 del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio, fa presente che il criterio differenziale va applicato se non è verificata anche una sola delle condizioni di cui alle lettere a) e b) art.4 comma 2 del DPCM 14/11/1997.

Inoltre, occorre sottolineare come nel calcolo dei livelli di rumorosità vada incluso anche il rumore antropico prodotto nell'ambito delle attività succitate.

Considerata la configurazione di propagazione del fenomeno esaminato, la verifica del limite di immissione differenziale si effettua considerando esclusivamente la condizione con infissi aperti (condizione maggiormente cautelativa).

Nella fattispecie, trattandosi di una valutazione acustica pre-operam, l'analisi verrà svolta in prossimità dei ricettori; pertanto, per limite di applicabilità del criterio differenziale si adotterà quello a finestre aperte: 50dB(A). Considerato il campo agrivoltaico avanzato in progetto, le sorgenti di rumore più significative sono state identificate dai trasformatori posti all'interno della cabina elettriche.

Di seguito viene riportato il grafico dell'abbattimento dell'emissione di rumore per tre configurazioni di sorgente di emissione: singola, doppia e tripla cabina elettrica.



- Per singola cabina con livello di potenza sonora pari a 86dB linea blu
- Per singola cabina con livello di potenza sonora pari a 89dB linea verde
- Per singola cabina con livello di potenza sonora pari a 92dB linea viola

Gli incrementi dovuti all'impatto acustico sull'attuale rumore di fondo, da impianto in funzione a pieno regime, saranno molto contenuti. Si sottolinea che il limite di 50 dB è rispettato anche a pochi metri di distanza dalla futura recinzione. Non essendo presenti residenze stabili nelle immediate vicinanze delle sorgenti non sussiste alcun problema circa il rispetto dei limiti differenziali.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla *REL 14_Relazione Impatto Acustico*.

6.2 Elettromagnetico

L'impianto agrivoltaico avanzato nel suo complesso è costituito da due zone:

- zona interna privata e recintata
- zona esterna pubblica

Lo studio di impatto elettromagnetico si rende necessario al fine di una valutazione del campo elettrico e magnetico nei riguardi della popolazione. In particolare "la fascia di rispetto" di cui al DM 29-5-08 "*Metodologia di calcolo per la determinazione delle fasce di rispetto degli elettrodotti*" viene calcolata tenendo conto dell'elettrodotto, o cavidotto, e delle cabine elettriche.

Al calcolo della "*fascia di rispetto*" segue la verifica della assenza di recettori sensibili all'interno di tale fascia: aree gioco per l'infanzia, ambienti abitativi, ambienti scolastici, luoghi adibiti a permanenze non inferiori a 4 ore giornaliere.

Poiché le linee di trasporto e di distribuzione dell'energia elettrica (elettrodotti e cavidotti) hanno in Europa una frequenza di 50 Hz, i campi elettrici e magnetici rientrano nella cosiddetta banda ELF (30 - 300 Hz, bassa frequenza).

In via generale e semplificata, come prescritto all'art. 6 del DPCM 8 luglio 2003 i proprietari/gestori provvedono a 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, trasmessi mediante relazione contenente i dati caratteristici delle linee o cabine e le relative DPA.

Nel caso di cabine elettriche, ai sensi del § 5.2 dell'allegato al Decreto 29 maggio 2008 (GU n. 156 del 5 luglio 2008), la fascia di rispetto deve essere calcolata come segue:

- Cabine Primarie, generalmente la DPA rientra nel perimetro dell'impianto (§ 5.2.2) in quanto non vi sono livelli di emissione sensibili oltre detto perimetro.
- Cabine Secondarie, nel caso di cabine di tipo box (con dimensioni mediamente di 4 m x 2.4 m, altezze di 2.4 m e 2.7 m ed unico trasformatore) o similari, la DPA, intesa come distanza da ciascuna delle pareti (tetto, pavimento e pareti laterali) della CS, va calcolata simulando una linea trifase, con cavi paralleli, percorsa dalla corrente nominale BT in uscita dal trasformatore (I) e con distanza tra le fasi pari al diametro reale (conduttore + isolante) del cavo (x) (§ 5.2.1) applicando la seguente relazione:

$$Dpa = 0.40942 * x^{0.5241} * \sqrt{I}$$

In via generale la suddetta formula genera le seguenti schede, di cui alla “*linea guida ENEL*” rispettivamente per cavi interrati, linee AT/Cabine Primarie e per linee MT/Cabine Secondarie.

6.2.1 Cabine

La metodologia di calcolo applicata è quella contenuta nella **Guida CEI 106-12**.

In essa vengono proposte alcune formule per il calcolo dell’induzione magnetica in riferimento alle sorgenti di campo magnetico a 50 Hz individuate all’interno della cabina elettrica. Le sorgenti che producono significativi valori di induzione magnetica negli ambienti esterni, dove è possibile la permanenza di persone, sono individuate dai sistemi trifase di conduttori per il trasporto di corrente elettrica, considerate normalmente equilibrate e simmetriche e con diversa disposizione geometrica.

Per la determinazione della fascia di rispetto si farà riferimento al sistema trifase di conduttori percorsi dalla corrente di bassa tensione ed impiegati nel collegamento diretto fra inverter e trasformatore; la geometria considerata è quella di conduttori disposti parallelamente fra loro ed in piano, con distanza fra le fasi pari alla distanza tra i poli di connessione del trasformatore. La formula utilizzata per il calcolo dell’induzione magnetica è la seguente:

$$B = 0,2 \cdot \sqrt{3} \cdot \frac{S \cdot I}{R^2}$$

dove:

- B = Valore efficace del vettore induzione magnetica (μT);
- I = Corrente nominale in ingresso/uscita al trasformatore (A);
- S = Distanza tra i conduttori (m);
- R = Distanza corrispondente all’obiettivo di qualità pari a 3 μT (m).

Cabine di trasformazione (0,8/36kV):

- Valore efficace del vettore induzione magnetica (μT) = 3;
- Potenza maggiore cabina n.6 di circa 5,8 MW
- I = Corrente nominale in uscita dal trasformatore (A) = circa 98;
- S = Distanza tra i conduttori (m) = 0,25;

Risulta:

Calcolo dell'ampiezza massima della fascia di rispetto secondo la Guida CEI 106-12:

$$R = 1,68 \text{ m}$$

Si tratta di un valore fortemente cautelativo, sia perché viene applicato al perimetro esterno della cabina, sia perché il campo magnetico realmente presente sarà fortemente attenuato dalla presenza degli involucri metallici e della stessa struttura delle cabine.

Cabina di consegna (cabina impianto) (36kV):

Per questa cabina non vi sono trasformatori e la tensione resta di 36kV, dunque DPA, in assenza di trasformatori deve ritenersi uguale al valore ottenuto per la cabina impianto di trasformazione, pari a:

$$R = 1,68 \text{ m}$$

In tutti i casi la DPA riferita alle power-station ricade all'interno del perimetro dell'impianto agrivoltaico avanzato e coinvolge aree nelle quali non è prevista la permanenza di persone per periodi significativi. In nessun caso ricadono all'interno della DPA aree ambienti abitativi, aree gioco per l'infanzia, scuole o luoghi dove si possa soggiornare per più di 4 ore al giorno.

6.2.2 Cavi interrati

La norma CEI106-12 indica le formule approssimate per il calcolo dell'induzione magnetica prodotta da un sistema trifase di conduttori rettilinei disposti tra loro parallelamente e percorsi da una terna di correnti equilibrate e simmetriche. Il campo magnetico nell'intorno dei cavi avvolti ad elica è inferiore tanto più quanto è piccolo il passo dell'elica.

Nel progetto presentato si considera la condizione di posa più sfavorevole dal punto di vista di emissioni di campi elettromagnetici in considerazione che, **eventuali soluzioni alternative come l'utilizzo di cavi cordati ad elica, possono solo migliorare la criticità dovuta a tale fenomeno emissivo:**

- la disposizione delle terne di cavi sarà in piano. Pertanto, in tale configurazione, si applica la formula per conduttori rettilinei disposti in piano e parallelamente;
- si considera il tipico 5B perché genera una fascia di rispetto di maggiore ampiezza essendo maggiore la distanza tra i conduttori;
- gli elettrodotti interrati presentano distanze rilevanti da edifici abitati o

stabilmente occupati;

- la corrente viene distribuita alternata e non continua, riducendo così le perdite a parità di tensione.

La formula della distanza dal baricentro della configurazione di terne di conduttori (che rappresenta la scelta progettuale adottata per $B=3\mu T$) e la seguente:

$$R = \sqrt{\frac{0,2 * 1,73 * S * I}{3}}$$

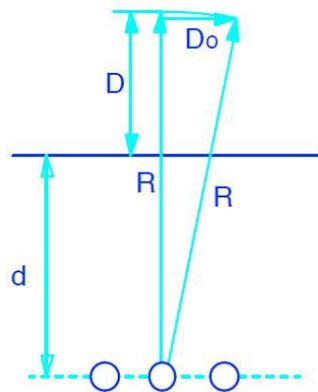
dove:

S rappresenta la distanza tra le generatrici delle terne dei conduttori

R e la distanza o raggio dal centro geometrico dei conduttori rispetto al quale corrisponde un valore di induzione magnetica B pari a $3 \mu T$.

Se a R sottraiamo la distanza di profondità di posa dei conduttori, che nel caso specifico è di circa metri 1,10 otteniamo la distanza di rispetto al di sopra del terreno.

$$D = R - d$$



Inoltre, con la relazione seguente può calcolarsi la distanza D0 in orizzontale dopo la quale il valore della induzione magnetica scende sotto i $3 \mu T$:

$$D0 = (0,115 * S * I - d^2)^{0,5}$$

Per il calcolo delle distanze delle fasce di rispetto dell'impianto agrivoltaico avanzato in esame si riportano nel seguito i dati, con riferimento alle formule precedentemente esposte.

Per il cavidotto a 36kV dalla cabina impianto di raccolta CBR 36kV alla stazione di futuro di ampliamento della Stazione Terna di San Severo:

- Frequenza 50 Hz
- Sezione cavo 800 mmq
- Terne in parallelo n.1
- Potenza massima: 46,96 MW
- Tensione nominale cavidotto 36 kV
- Distanza (S) tra le generatrici dei cavi 0,3 m
- Corrente (I) di esercizio di una terna al massimo rendimento
- dell'impianto circa 793 A

Imponendo il limite di legge:

Obiettivo qualità B = 3 μ T -> R = 5,24m; D=4,14m; D0 = 5,22 m

Dunque, se consideriamo che la profondità dei cavi sarà non inferiore a metri 1,10 il vettore R che parte dal baricentro dei cavi in direzione verticale avrà una estensione pari a R=m.5,24; la distanza a partire dalla superficie del terreno all'interno della quale è corretto ritenere che non ci sia presenza di persone risulta pari a D = m.4,14, la stessa si estende in orizzontale per D0 = m.5,22.

Le porzioni di cavidotto all'interno della stazione di elevazione hanno una DPA che ricade interamente all'interno dei perimetri recintati e non coinvolge aree per le quali non è presumibile la permanenza di persone per periodi significativi.

Il cavidotto a 36kV, per l'intera lunghezza, è ubicato lungo strade esistenti o all'interno di aree agricole sostanzialmente disabitate, per cui, lungo tutto il percorso, non sono presenti all'interno della DPA ambienti abitativi, aree gioco per l'infanzia, scuole o luoghi dove si possa soggiornare per più di 4 ore al giorno né sia prevedibile la presenza di persone per periodi significativi.

Pertanto, dal punto di vista della compatibilità elettromagnetica, l'impianto nel complesso, è conforme alla normativa vigente.

Per ulteriori approfondimenti si rimanda alla *REL 15_Relazione Impatto Elettromagnetico*.

6. Protezione contro il corto circuito

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito (ISC) degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente nelle condizioni d'uso (I_z), anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata. Ovvero deve risultare soddisfatta la seguente disequazione:

$$I_{sc} \leq I_z$$

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico di tipo C posto a valle dell'inverter agisce da ricalzo all'azione del dispositivo di protezione interno. Quest'ultimo deve avere un potere di interruzione superiore alla corrente di cortocircuito indicata dall'impresa distributrice nel punto di connessione.

7. Misure di protezione contro i contatti diretti

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione.

La protezione contro i contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 "Prescrizioni per la sicurezza".

8. Misure di protezione contro i contatti indiretti

La parte di impianto che va dall'inverter ai quadri generali è assimilabile ad un sistema TN-S (TN-Separato). Ovvero si effettua il collegamento diretto a terra del neutro ed il collegamento delle masse al conduttore di protezione PE ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici).

Inoltre, la protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai dispositivi di protezione che intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

9. Misure di protezione sul collegamento della rete elettrica

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dall'allegato di Terna A.68 "CENTRALI FOTOVOLTAICHE – Condizioni generali di connessione alle reti AT – Sistemi di protezione, regolazione e controllo" il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn;
- massima tensione: 1,15 Vn;
- minima frequenza: 47,5 Hz;
- massima frequenza: 51,5 Hz;

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico.

L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

10. Impianto di messa a terra

L'impianto di terra dell'impianto agrivoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI EN 50522.

Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente. Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

11. Sistema di monitoraggio

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell'impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L'hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

12. Tempi di esecuzione

Per quanto attiene i tempi di esecuzione, il programma di realizzazione dei lavori è costituito da 4 fasi principali che si svilupperanno nella sequenza di seguito descritta.

Si ricorda che i tempi sono indicati a partire dall'operatività della fase di attuazione del progetto.

I Fase:

- a) puntuale definizione delle progettazioni esecutive delle strutture e degli impianti;
- b) acquisizione dei pareri tecnici degli enti interessati;
- c) definizione della proprietà;
- d) preparazione del cantiere ed esecuzione delle recinzioni necessarie.

II Fase:

- a) picchettamento delle aree;
- b) tracciamento della viabilità di servizio e delle aree da cantierizzare;
- c) esecuzione dei cavidotti interni alle aree di cantiere;
- d) esecuzione della viabilità;

III Fase:

- a) esecuzione degli scavi e dei riporti;
- b) realizzazione delle opere di fondazione;
- c) realizzazione dei cavidotti;
- d) installazione delle strutture;
- e) realizzazioni e montaggio dei quadri elettrici di progetto;
- f) collegamenti elettrici;

IV Fase:

- a) realizzazione delle parti edilizie accessorie nella sottostazione;
- b) allacciamento delle linee;
- c) completamento definitivo dell'impianto ed avviamento dello stesso;
- d) collaudo delle opere realizzate;
- e) smobilizzo di ogni attività di cantiere.

Per la realizzazione dell'impianto è previsto un tempo complessivo prossimo di circa **11 mesi**.