

COMMITTENTE



Caltanissetta Solar S.r.l.
Via Durini, 9 Tel. +39.02.50043159
20122 Milano PEC: caltanissettasolar@legalmail.it

CALTANISSETTA SOLAR S.r.l.
Via Durini, 9
20122 Milano (MI)
P. IVA 11875450964

Coordinatore del progetto: Arch. Luigi Giocondo

PROGETTISTI



ANTEX Group
Sede Legale: Via Sabotino, 8 - 96013 Carlentini (SR)
Uffici: Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR)
Web: www.antexgroup.it

Il tecnico: Ing. Antonino Signorello
Responsabile tecnico: Arch. Luigi Giocondo
Ordine degli Ingegneri della Prov. di Catania n° A6105 Ordine degli Architetti della Prov. di Agrigento n° 133



REGIONE SICILIA



Libero Consorzio Comunale di Caltanissetta



COMUNE DI BUTERA

PROGETTO

Progetto di un impianto agrolvoltaico con soluzioni integrative innovative e sistemi di monitoraggio delle colture, realizzato su inseguitori solari, ai sensi del comma 5, art.31 della L.108/2021 e delle relative opere di connessione alla rete elettrica nazionale, da realizzare nel Comune di Butera in C.da Pozzillo, di potenza nominale di 35.400 KW e di potenza del generatore di 39.606,84 KWp denominato "BUTIRAH"

ELABORATO

Titolo:

RELAZIONE TECNICA ELETTRICA DEL CAMPO

Doc:

BUT_PD_02

Codice elaborato:

Formato:

A4

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORAZIONE	VERIFICA	APPROVAZIONE
0	Giugno 2022	Prima emissione	ANTEX	GR VALUE	GR VALUE

INDICE

1. Premessa.....	2
2. Scopo	2
3. Connessione alla RTN.....	3
4. Analisi e ricadute sociali, occupazionali ed economiche.....	3
5. Riferimenti Legislativi e Normativi	3
6. Descrizione del progetto	5
6.1. Criteri di localizzazione	5
6.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico.....	5
7. Caratteristiche dell'impianto.....	7
7.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo).....	7
7.2. Struttura del generatore	10
7.3. Composizione del generatore	11
7.4. Configurazione impianto fotovoltaico.....	14
8. Portata dei cavi in regime permanente.....	14
9. Protezione contro il corto circuito.....	15
10. Misure di protezione contro i contatti diretti	15
11. Misure di protezione contro i contatti indiretti.....	15
12. Sistema di corrente continua (IT).....	15
13. Misure di protezione sul collegamento della rete elettrica	16
14. Collegamenti elettrici.....	17
15. Impianto di messa a terra	17
16. Sistema di monitoraggio.....	17
17. Sistemi di protezione, regolazione e controllo.....	18
18. Linee elettriche in cavo interrato – Attraversamenti di canali Tipici.....	18
19. Linee elettriche in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti Tipici.....	18
20. Normativa Tecnica.....	18

1. Premessa

Per conto della società proponente, Caltanissetta Solar S.r.l, è stato redatto il progetto definitivo relativo alla realizzazione dell’impianto agrovoltaiico denominato “BUTIRAH”, risultato di una progettazione integrata di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile fotovoltaica e di un impianto di produzione agricola. In particolare, la proposta progettuale è quella di un parco “agrovoltaiico” che adotta soluzioni integrative innovative con montaggio di moduli elevati da terra, anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola e consentendo l’applicazione di strumenti di agricoltura digitale e di precisione, come previsto dall’art.31 della L. 108/2021.

L’impianto agrovoltaiico “Butirah” sarà realizzato nel territorio del Comune di Butera in C. da Pozzillo, nella Provincia di Caltanissetta. Il progetto prevede l’installazione di n. 67.704 moduli fotovoltaici in silicio monocristallino da 585 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo. Tutta l’energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete tramite collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV su una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150 kV della RTN denominata “Butera 2”, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiamonte Gulfi - Favara”. Inoltre, al fine di razionalizzare l’utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

2. Scopo

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione dell’impianto agrovoltaiico denominato **“BUTIRAH”** da realizzare nei territori del Comune di Butera (CL) – Regione Sicilia. L’impianto, connesso alla RTN a 150 kV, adotta soluzioni innovative con monitoraggio di moduli elevati da terra anche prevedendo la rotazione dei moduli stessi, comunque in modo da non compromettere la continuità delle attività di coltivazione agricola. L’impianto è caratterizzato da una potenza nominale pari a 35.400 kW e da una potenza del generatore pari a 39.606,84 kWp (@STC) ed utilizza moduli monofacciali in silicio monocristallino.

La potenza in immissione richiesta per l’impianto in esame è pari a 35,4 MW.

La potenza nominale DC installata è pari a 39.606,84 kW

La potenza totale AC degli inverter è pari a 35.400 kVA

La potenza in prelievo richiesta per i S.A. dell’impianto è pari a 200 kW.

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all’evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

3. Connessione alla RTN

La connessione prevede l’inserimento dell’impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con la sezione a 150 kV su una nuova stazione elettrica di trasformazione (SE) a 220/150 kV della RTN denominata “Butera 2”, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Chiaromonte Gulfi - Favara”. Inoltre, al fine di razionalizzare l’utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

4. Analisi e ricadute sociali, occupazionali ed economiche

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l’inserimento dell’impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all’interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell’opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella rappresentata dall’irradiazione solare, per fini pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

5. Riferimenti Legislativi e Normativi

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente. Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l’installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell’impianto o comunque di supporto:

- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell’energia elettrica”;

- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: "Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: "Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79" e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: "Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: "Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica" – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: "Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione" e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: "Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)";
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: "Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica";
- Norma CEI 0-16 "Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica";
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 "Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico";
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 "Direttiva Bassa Tensione";
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 "Compatibilità Elettromagnetica";
- Norma CEI 64-8: "Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;

- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) "Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali";
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) "Grado di protezione degli involucri (Codice IP)";
- CEI EN 60439-1 "Normativa dei quadri per bassa tensione";
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 "Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare";
- CENELEC EUROPEAN "Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo";
- CEI – UNEL 35011 "Sistema di codifica dei cavi";
- CEI 214-9 "Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione";
- Norma CEI 11-17 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo";
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L'elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate.

6. Descrizione del progetto



6.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Regione Sicilia.

6.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare prevede di installare 67.704 moduli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino da 585 Wp ciascuno, su strutture ad inseguimento monoassiale in acciaio zincato a caldo mediante infissione nel terreno. L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 8 sottocampi fotovoltaici suddivisi in quattro distinte arre geografiche come di seguito indicato:

Butera_Tracker -Area Nord	Butera_Tracker -Area Nord	
Potenza nominale Moduli Fotovoltaici	585	W
Stringa di Moduli Fotovoltaici	24	n°
Tot Moduli	8.496	n°
Tot Stringhe	354	n°
Tot Strutture 1x24	333	n°
Tot Strutture 1x12	42	n°
Tot Sottocampi FV	1	n°
Tot Inverter	22	n°
Tot. Potenza DC	4.970,16	kW
Tot. Potenza AC	4.400	kVA
Tot. Trasformatori BT/MT	1	n°
Taglia Trasformatori BT/MT	6.300	kVA
Tot. Potenza Immessa in Rete	4.400	kW
DC/AC ratio	112,96%	%
EOH		kWh/kWp
Butera_Tracker -Area Sud	Butera_Tracker -Area Sud	
Potenza nominale Moduli Fotovoltaici	585	W
Stringa di Moduli Fotovoltaici	24	n°
Tot Moduli	36.312	n°
Tot Stringhe	1.513	n°
Tot Strutture 1x24	1.408	n°
Tot Strutture 1x12	210	n°
Tot Sottocampi FV	4	n°
Tot Inverter	95	n°
Tot. Potenza DC	21.242,52	kW
Tot. Potenza AC	19.000	kVA
Tot. Trasformatori BT/MT	4	n°
Taglia Trasformatori BT/MT	6300, 6300, 6300, 3250	kVA
Tot. Potenza Immessa in Rete	19.000	kW
DC/AC ratio	111,80%	%
EOH		kWh/kWp
Butera_Tracker -Area Est	Butera_Tracker -Area Est	
Potenza nominale Moduli Fotovoltaici	585	W
Stringa di Moduli Fotovoltaici	24	n°
Tot Moduli	12.648	n°
Tot Stringhe	527	n°
Tot Strutture 1x24	496	n°
Tot Strutture 1x12	62	n°
Tot Sottocampi FV	2	n°
Tot Inverter	33	n°
Tot. Potenza DC	7.399,08	kW
Tot. Potenza AC	6.600	kVA
Tot. Trasformatori BT/MT	2	n°
Taglia Trasformatori BT/MT	6300, 6300	kVA
Tot. Potenza Immessa in Rete	6.600	kW
DC/AC ratio	112,11%	%
EOH		kWh/kWp
Butera_Tracker -Area Ovest	Butera_Tracker -Area Ovest	
Potenza nominale Moduli Fotovoltaici	585	W
Stringa di Moduli Fotovoltaici	24	n°
Tot Moduli	10.248	n°
Tot Stringhe	427	n°
Tot Strutture 1x24	419	n°
Tot Strutture 1x12	16	n°
Tot Sottocampi FV	1	n°
Tot Inverter	27	n°
Tot. Potenza DC	5.995,08	kW
Tot. Potenza AC	5.400	kVA
Tot. Trasformatori BT/MT	1	n°
Taglia Trasformatori BT/MT	6.300	kVA
Tot. Potenza Immessa in Rete	5.400	kW
DC/AC ratio	111,02%	%
EOH		kWh/kWp

	IMPIANTO AGROVOLTAICO "BUTIRAH" RELAZIONE TECNICA ELETTRICA DEL CAMPO		
		06 / 2022	REV: 0

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati i quadri elettrici BT, MT e n°1 trasformatore 0,8/30 kV. La tensione interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche interrate, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante due collegamenti radiali e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 30 kV interni all'impianto fotovoltaico avranno un percorso interamente su strade private, mentre i cavidotti che collegheranno la cabina di centrale alla cabina di stazione utente avranno un percorso su strade pubbliche e parzialmente su strade private.

Gli 8 sottocampi fotovoltaici saranno raggruppati in due sezioni afferenti alla cabina di raccolta denominata cabina di centrale. All'interno della cabina di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura. La cabina di centrale sarà poi collegata alla cabina di stazione utente mediante cavidotti interrati a singola terna di conduttori unipolari posati a trifoglio.

7. Caratteristiche dell'impianto

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza pari a 39.606,84 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m² con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

7.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)

Vengono di seguito riportati le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto, (il proponente si riserva di cambiare la tipologia del modulo mantenendo però le caratteristiche elettriche dello stesso):

www.jinkosolar.com

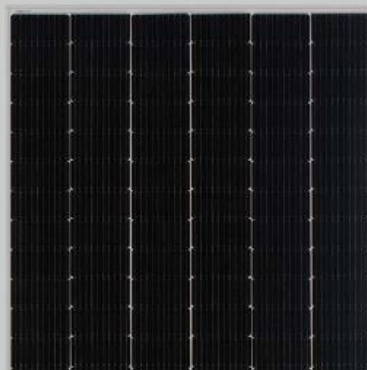
Jinko Solar
Building Your Trust in Solar

TR 78M
565-585 Watt
Mono-facial

Tiling Ribbon (TR) Technology

Positive power tolerance of 0~+3%

TIGER Pro



KEY FEATURES



TR technology + Half Cell

TR technology with Half cell aims to eliminate the cell gap to increase module efficiency (mono-facial up to 21.40%)



MBB instead of 5BB

MBB technology decreases the distance between bus bars and finger grid line which is benefit to power increase.



Higher lifetime Power Yield

2% first year degradation,
0.55% linear degradation



Best Warranty

12 year product warranty,
25 year linear power warranty

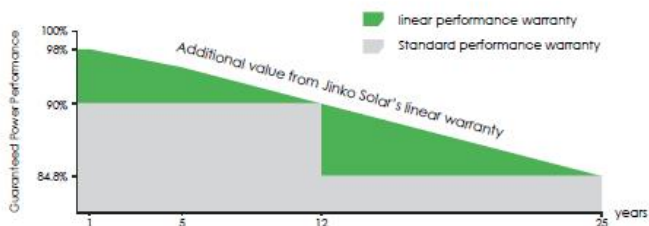


Strengthened Mechanical Support

5400 Pa snow load, 2400 Pa wind load

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

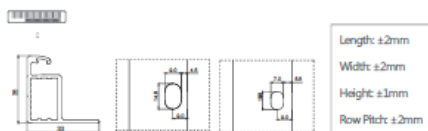
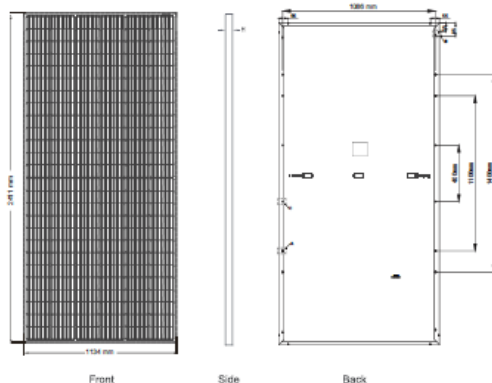
12 Year Product Warranty + 25 Year Linear Power Warranty
0.55% Annual Degradation Over 25 years



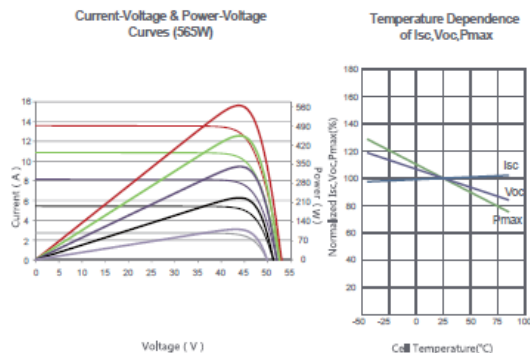
ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018
certified factory

IEC61215, IEC61730 certified product

Engineering Drawings



Electrical Performance & Temperature Dependence



Mechanical Characteristics

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	156 (2x78)
Dimensions	2411x1134x35mm (94.92x44.65x1.38 inch)
Weight	31.1 kg (68.6 lbs)
Front Glass	3.2mm Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1x4.0mm ² (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

Packaging Configuration

(Two pallets = One stack)

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 496pcs/ 40'HQ Container

SPECIFICATIONS

Module Type	JKM565M-7RL4-V		JKM570M-7RL4-V		JKM575M-7RL4-V		JKM580M-7RL4-V		JKM585M-7RL4-V	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	565Wp	420Wp	570Wp	424Wp	575Wp	428Wp	580Wp	432Wp	585Wp	436Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	43.77V	40.74V	43.89V	40.85V	44.00V	40.96V	44.11V	41.07V	44.22V	41.18V
Maximum Power Current (Imp)	12.91A	10.32A	12.99A	10.38A	13.07A	10.44A	13.15A	10.51A	13.23A	10.57A
Open-circuit Voltage (Voc)	52.97V	50.00V	53.09V	50.11V	53.20V	50.21V	53.31V	50.32V	53.42V	50.42V
Short-circuit Current (Isc)	13.59A	10.98A	13.67A	11.04A	13.75A	11.11A	13.83A	11.17A	13.91A	11.23A
Module Efficiency STC (%)	20.67%		20.85%		21.03%		21.21%		21.40%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									

*STC: ☀ Irradiance 1000W/m² 🌡 Cell Temperature 25°C ☁ AM=1.5
 NOCT: ☀ Irradiance 800W/m² 🌡 Ambient Temperature 20°C ☁ AM=1.5 🌬 Wind Speed 1m/s

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

TR JKM565-585M-7RL4-V-A1-EN

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.
 È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.
 La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.

Comm.: C21-031-S06



N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

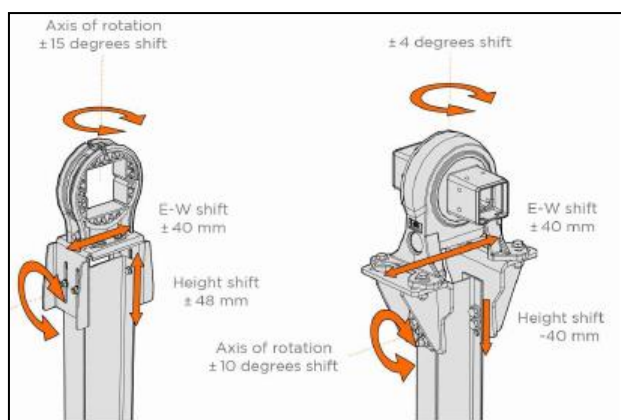
7.2. Struttura del generatore

In funzione delle producibilità ottenute, a parità di potenza installata e di superficie occupata, per il generatore fotovoltaico è stata scelta la struttura ad inseguimento monoassiale con tilt pari a $\pm 60^\circ$.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche delle strutture degli inseguitori scelti:

TRACKER PV-MODULES FULL FRAME	1x24 (2,411m x 27,586m)		
Stringhe x fila	1,0	n°	
File	1	n°	
Stringhe totali	1	n°	
Moduli totali per struttura	24	n°	
Potenza totale per struttura	14.040	W	
TRACKER PV-MODULES HALF FRAME	1x12 (2,411m x 13,858m)		
Stringhe x fila	0,5	n°	
File	1	n°	
Stringhe totali	0,5	n°	
Moduli totali per struttura	12	n°	
Potenza totale per struttura	7.020	W	

I sistemi ad inseguimento solare monoassiale saranno del tipo con struttura portante in parte infissa nel terreno, su cui verranno montate particolari cerniere attraversate da una trave scatolare a sezione quadrata che ruota attorno al proprio asse, su di essa verranno posizionati i pannelli solari (per maggiori dettagli si rimanda alle relazioni/tavole specialistiche). La particolare cerniera, nella parte di collegamento con il palo, presenta asole che permettono l'allineamento della trave di torsione sia in verticale sia in orizzontale con una tolleranza di 40 mm.



(Fig.: 8.2.1 cerniera di collegamento)

La rotazione viene azionata da un motore posizionato sulla colonna centrale, la quale crea un varco di 15cm sulla superficie fotovoltaica.

Il motore è dotato di un sistema di Tracker control che permette di inclinare i pannelli fino a 60° in funzione alla posizione sul terreno e l'angolo zenitale del sole.

Per maggiori dettagli e le effettive dimensioni degli inseguitori selezionati si rimanda alle relative tavole specialistiche.

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

7.3. Composizione del generatore

Il generatore fotovoltaico è costituito da 8 sottocampi collegati tra loro con due reti di tipo radiale a 30 kV e conformemente allo schema elettrico unifilare. Le due reti saranno realizzate tramite cavidotto interrato con conduttori unipolari posati a trifoglio. La rete interna terminerà in una Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno i cavidotti interrati a 30 kV a semplice terna di conduttori, per raggiungere sottostazione utente di trasformazione 30/150 kV e quindi il punto di consegna dell'energia alla RTN di Terna.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a -0,27 %/°C e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e +46°C, Vm e Voc assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di dimensionamento dell'impianto:

Butera_Tracker	Butera_Tracker	
Potenza nominale Moduli Fotovoltaici	585	W
Stringa di Moduli Fotovoltaici	24	n°
Tot Moduli	67.704	n°
Tot Stringhe	2.821	n°
Tot Strutture 1x24	2.656	n°
Tot Strutture 1x12	330	n°
Tot Impianti Fotovoltaici	4	n°
Tot Sottocampi FV	8	n°
Tot Inverter	177	n°
Tot. Potenza DC	39.606,84	kW
Tot. Potenza AC	35.400	kVA
Tot. Trasformatori BT/MT	8	n°
Tot. Potenza Immessa in Rete	35.400	kW
DC/AC ratio	111,88%	%

Tipo Pannello		Jinko Solar-TR JKM585M-7RL4-V Monofacial	
Dati Pannelli			
Dati Elettrici			
Potenza Massima Pm(W)	585,00	Pnom(W)	
Tensione MPP	44,22	Vmpp(V)	
Corrente MPP	13,23	Impp(A)	
Tensione Circuito Aperto	53,42	Voc(V)	
Corrente Corto Circuito	13,91	Icc(A)	
Pm Variazione con temperatura	-0,350	(%/°C)	
Isc Variazione con temperatura	0,048	(%/°C)	
Voc Variazione con temperatura	-0,280	(%/°C)	
Dati Fisici			
Altezza	2411	(mm)	
Larghezza	1134	(mm)	
Area	2,73	Area modulo	
Tensione a MPPT (-10 °C)	1165,29	(V)	
Tensione a MPPT (25 °C)	1061,28	(V)	
Tensione a MPPT (44 °C)	1004,82	(V)	
Tensione a MPPT (60 °C)	957,27	(V)	
Potenza stringa a MPPT (25°C)	14,04	(kW)	
Corrente di corto circuito max (25°C)	13,91		
Tensione OC	1282,08	(V)	

DATI INVERTER		Inverter SUN2000-215KTL-H0	
Input			
Max Input Voltage	1.500	V	
Max Current per MPPT	30	A	
Max Short Circuit Current per PV string	50,0	A	
Start Voltage	550	V	
MPPT Operating Voltage Range	500÷1500	V	
Nominal Input Voltage	1.080	V	
Number of Inputs	18	n°	
Number of MPP Trackers	9	n°	
Output			
Nominal AC Active Power	200	kW	
Max AC Apparent Power	215	kVA	
Max AC Active Power (cosφ=1)	215	kW	
Nominal Output Voltage	800	V (3 Wire+PE)	
Rated AC Grid Frequency	50	Hz	
Nominal Output Current	144,4	A	
Max Output Current	155,2	A	

DATI CABINA SOTTOCAMPO		STS-6000K-H1 up to 32 x SUN2000-215KTL-H0 Inverter	
Input			
AC Power	6.300	kVA @40°C	
Max Inverters Quantity	32	n°	
Rated Input Voltage	800	V	
Max Input Current @ Nominal Voltage	2 x 2428	A	
Output			
Rated Output Voltage	30.000	V	
Frequency	50	Hz	
Transformer Vector Type	Dy11-y11		
Auxiliary Transformer	Dry Type, 5 kVA, Dyn11		
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400/230	Vac	

DATI CABINA SOTTOCAMPO	STS-3000K-H1 up to 16 x SUN2000-215KTL-H0 Inverter	
Input		
AC Power	3.250	kVA @40°C
Max Inverters Quantity	16	n°
Rated Input Voltage	800	V
Max Input Current @ Nominal Voltage	2 x 1214	A
Output		
Rated Output Voltage	30.000	V
Frequency	50	Hz
Transformer Vector Type	Dy11-y11	
Auxiliary Transformer	Dry Type, 5 kVA, Dyn11	
Output Voltage of Auxiliary Transformer	400/230	Vac

Occorre verificare che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

$$V_m \min \geq V_{invMPPT} \min;$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT} \max;$$

$$V_{oc} \max < V_{inv} \max;$$

dove:

V_m = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv MPPT} \min$ = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

$V_{inv MPPT} \max$ = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

V_{oc} = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

$V_{inv} \max$ = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Tipo Pannello	Jinko Solar-TRJKM585M-7RL4-V Monofacial	
Dati Pannelli		
Dati Elettrici		
Potenza Massima Pm(W)	585,00	Pnom(W)
Tensione MPP	44,22	Vmpp(V)
Corrente MPP	13,23	Impp(A)
Tensione Circuito Aperto	53,42	Voc(V)
Corrente Corto Circuito	13,91	Icc(A)
Pm Variazione con temperatura	-0,350	(%/°C)
Isc Variazione con temperatura	0,048	(%/°C)
Voc Variazione con temperatura	-0,280	(%/°C)
Dati Fisici		
Altezza	2411	(mm)
Larghezza	1134	(mm)
Area	2,73	Area modulo
Tensione a MPPT (-10 °C)	1165,29	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	1061,28	(V)
Tensione a MPPT (44 °C)	1004,82	(V)
Tensione a MPPT (60°C)	957,27	(V)
Potenza stringa a MPPT (25°C)	14,04	(kW)
Corrente di corto circuito max (25°C)	13,91	(A)
Tensione OC	1282,08	(V)

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

7.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.8 sottocampi; le stringhe (costituite da n.24 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi di 17, 16 e 15 presso gli inverter di stringa, dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Gli inverter prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

Nello schema elettrico unifilare MT/BT viene mostrato la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c.

N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.

8. Portata dei cavi in regime permanente

Le sezioni 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 periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

$$IB \leq IN \leq IZ \quad e \quad If \leq 1,45 IZ$$

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

IN = portata del cavo in aria a 30°C, relativa al metodo d'installazione previsto nelle Tabelle I o II della Norma CEI-UNEL 35025

IZ = portata del cavo nella condizione d'installazione specificata (tipo di posa e temperatura ambiente)

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

9. 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 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, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

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 posto a valle dell'inverter agisce da rincalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

10. 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".

11. Misure di protezione contro i contatti indiretti

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione 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.

12. Sistema di corrente continua (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale $I_{AN} \geq 30 \text{ mA}$
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm² un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata.

I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

13. 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 dal documento di unificazione ENEL 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 V_n
- massima tensione: 1,2 V_n
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 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.

	IMPIANTO AGROVOLTAICO "BUTIRAH" RELAZIONE TECNICA ELETTRICA DEL CAMPO			
		06 / 2022	REV: 0	Pag.17

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

14. Collegamenti elettrici

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

15. Impianto di messa a terra

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico 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 11-1. 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.

16. 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.

17. Sistemi di protezione, regolazione e controllo

Le caratteristiche generali d'impianto, il campo di funzionamento necessario per la connessione alla rete AT ed in particolare i sistemi di protezione, regolazione e controllo saranno conformi a quanto prescritto dall'Allegato A.68 di Terna "CENTRALI FOTOVOLTAICHE" – Condizioni generali di connessione alle reti AAT e AT.

18. Linee elettriche in cavo interrato – Attraversamenti di canali Tipici

Qualora il tracciato delle linee MT dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

19. Linee elettriche in cavo interrato – Distanze di rispetto da impianti e opere interferenti Tipici

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

20. Normativa Tecnica

Tutti i componenti dell'impianto avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Si precisa che i seguenti riferimenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- 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 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).