

REGIONE PUGLIA

Provincia di Foggia (FG)

COMUNE DI SAN MARCO IN LAMIS



REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.
1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	10/09/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	05/04/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.

Committente:

IBERDROLA RENEVABLES ITALIA S.p.A.



Sede legale in Piazzale dell'Industria, 40, 00144, Roma
Partita I.V.A. 06977481008 - PEC: iberdrolarenovablesitalia@pec.it

Società di Progettazione:

Ingegneria & Innovazione



Via Jonica, 16 - Loc. Belvedere - 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1663409
Web: www.antexgroup.it e-mail: info@antexgroup.it

Progetto:

Progetto per la realizzazione di un impianto per produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica denominato "San Chirico" di potenza nominale pari a 47,848 MWp nel Comune di San Marco in Lamis (FG) e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

Progettista/Resp. Tecnico

Dott. Ing. Giuseppe Basso
Ordine degli Ingegneri
della Provincia di Siracusa
n° 1860 sez. A

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C20028S05-PD-RT-03-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

DEFINITIVO

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.



INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. SCOPO.....	4
3. PROPONENTE.....	5
4. CONNESSIONE ALLA RTN – (CODICE PRATICA: 202000246)	5
5. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202000246).....	5
6. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE.....	6
7. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI	6
8. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	8
8.1. Criteri di localizzazione	8
8.2. Descrizione dell’impianto fotovoltaico.....	9
8.3. Descrizione della SSEU.....	9
9. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL’IMPIANTO	10
9.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)	10
9.2. Struttura del generatore	13
9.3. Composizione del generatore	13
9.4. Configurazione impianto fotovoltaico.....	16
10. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE.....	21
11. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO.....	22
12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	22
13. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI.....	23
14. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)	23
15. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA	23
16. COLLEGAMENTI ELETTRICI.....	24
17. IMPIANTO DI MESSA A TERRA.....	25
18. SISTEMA DI MONITORAGGIO	25
19. SISTEMI DI PROTEZIONE, REGOLAZIONE E CONTROLLO	25



IMPIANTO FOTOVOLTAICO "SAN CHIRICO"
RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO



10/09/2021

REV: 1

Pag.3

20. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI	25
21. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI..	26
22. NORMATIVA TECNICA.....	26

*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.: C20-028-S05

ISO 9001
BUREAU VERITAS
Certification



1. PREMESSA

Su incarico di **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.**, la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "San Chirico"**, da realizzarsi nei territori del Comune di San Marco in Lamis (FG) – Regione Puglia.

Il progetto per il quale si richiede la connessione in rete è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 88.608 moduli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino da 540 Wp ciascuno, su strutture fisse in acciaio zincato a caldo. Tutta l'energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

Le attività di progettazione definitiva sono state sviluppate dalla società di ingegneria ANTEX Group Srl. ANTEX Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell'ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata. Sia ANTEX che IBERDROLA pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell'ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 18001 nelle loro ultime edizioni.

Difatti, le Aziende citate, in un'ottica di sviluppo sostenibile proprio e per i propri clienti e fornitori, posseggono un proprio Sistema di Gestione Integrato Qualità-Sicurezza-Ambiente.

2. SCOPO

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico "San Chirico"** che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei territori del Comune di San Marco in Lamis (FG) – Regione Puglia. L'impianto fotovoltaico è di tipo fisso, connesso alla RTN in AT ed installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo. L'impianto è caratterizzato da una potenza nominale pari a 47.848,32 kWp (@STC) ed utilizza moduli monofacciali in silicio monocristallino.

La potenza in immissione richiesta per l'impianto in esame è pari a 46,994 MW.

Codice Pratica: 202000246.

La potenza nominale AC degli inverters dell'impianto è pari a 46.928 kVA.

La potenza nominale DC dell'impianto è pari a 47.848,32 kW.

La potenza in prelievo richiesta dell'impianto è pari a 100 kW.

	<p style="text-align: center;">IMPIANTO FOTOVOLTAICO "SAN CHIRICO"</p> <p style="text-align: center;">RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</p>	 <p style="text-align: center;">Ingegneria & Innovazione</p>		
		10/09/2021	REV: 1	Pag.5

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. PROPONENTE

Il proponente del progetto è **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.**, con sede in Piazzale dell'Industria 40, 00144 Roma (RM).

4. CONNESSIONE ALLA RTN – (CODICE PRATICA: 202000246)

La connessione prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV sulla Stazione Elettrica (SE) di Smistamento esistente a 150 kV della RTN denominata "Innanzi", previo ampliamento della stessa e realizzazione dei raccordi di entra-esce alla RTN 150 kV "Foggia-San Giovanni Rotondo". Inoltre, al fine di razionalizzare l'utilizzo delle strutture di rete, sarà necessario condividere lo stallo in stazione con altri impianti di produzione.

5. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202000246)

Al fine di connettere l'impianto fotovoltaico in esame alla RTN occorre realizzare dei seguenti impianti:

- Impianto di rete per la connessione alla RTN – Ampliamento SE Smistamento "Innanzi": Nuovi stalli in SE di Smistamento a 150 kV denominata "Innanzi" per partenza linea aerea a 150 kV, al fine di realizzare la connessione in entra-esce alla linea RTN a 150 kV "Foggia-San Giovanni Rotondo"

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).
- Impianto di rete per la connessione alla RTN – Stallo arrivo linea AT: Realizzazione di stallo AT per arrivo cavidotto interrato a 150 kV da realizzare all'interno della SE di Smistamento a 150 kV denominata "Innanzi",

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).
- Impianto utente per la connessione alla RTN – Raccordo interrato: Realizzazione di un cavidotto interrato a 150 kV tra la SE di Smistamento a 150 kV denominata "Innanzi" e l'Area Comune (ai produttori),

(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benestare requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).

- Impianto utente per la connessione alla RTN - Area Comune: Opere di condivisione dello stallo in stazione con altri produttori,
(OGGETTO DI ALTRA INIZIATIVA: Benessere requisiti tecnici richiesto da altro produttore nominato capofila in sede di tavolo tecnico con Terna).
- Impianto utente per la connessione alla RTN: Nuova SSE Utente di trasformazione 30/150 kV e raccordo mediante collegamento rigido con sbarre AT a semplice terna a 150 kV all'Area Comune.

6. ANALISI 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).

7. 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.

8. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

8.1. 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 Puglia.

8.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

Il progetto per il quale si richiede la connessione in rete è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 88.608 moduli fotovoltaici monofacciali in silicio monocristallino da 540 Wp ciascuno, su strutture fisse in acciaio zincato a caldo mediante infissione nel terreno.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 7 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:

- n° 5 sottocampi, costituiti ognuno da 162 strutture e con una potenza nominale pari a 6.823,44 kWp.
- n° 2 sottocampi, costituiti ognuno da 163 strutture e con una potenza nominale pari a 6.685,56 kWp.

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati da 4 inverter per la conversione dell'energia elettrica da CC ad CA e n°1 trasformatore BT/MT 0,57/30 kV. La tensione MT interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante un collegamento a semplice anello 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 (situata all'interno della SSEU) avranno un percorso su strade private e parzialmente su strade pubbliche. I cavidotti interrati saranno costituiti da terne di conduttori ad elica visibile.

I 7 sottocampi 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, (situata all'interno della SSEU), mediante due cavidotti interrati a doppia terna di conduttori ad elica visibile.

La cabina di stazione, ubicata all'interno della nuova sottostazione elettrica di trasformazione utente (SSEU), riceve l'energia elettrica proveniente dall'impianto fotovoltaico ad una tensione pari a 30 kV e mediante un trasformatore elevatore AT/MT eleva la tensione al livello della RTN pari a 150 kV, per poi essere ceduta alla rete RTN. La connessione alla RTN è prevista mediante cavidotti interrati a 150 kV, previa condivisione dello stallo, nella Stazione Elettrica (SE) di Smistamento esistente della RTN a 150 kV denominata "Innanzi", con altri produttori.

8.3. Descrizione della SSEU

La stazione utente sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta all'interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell'area esterna della stazione utente. La cabina

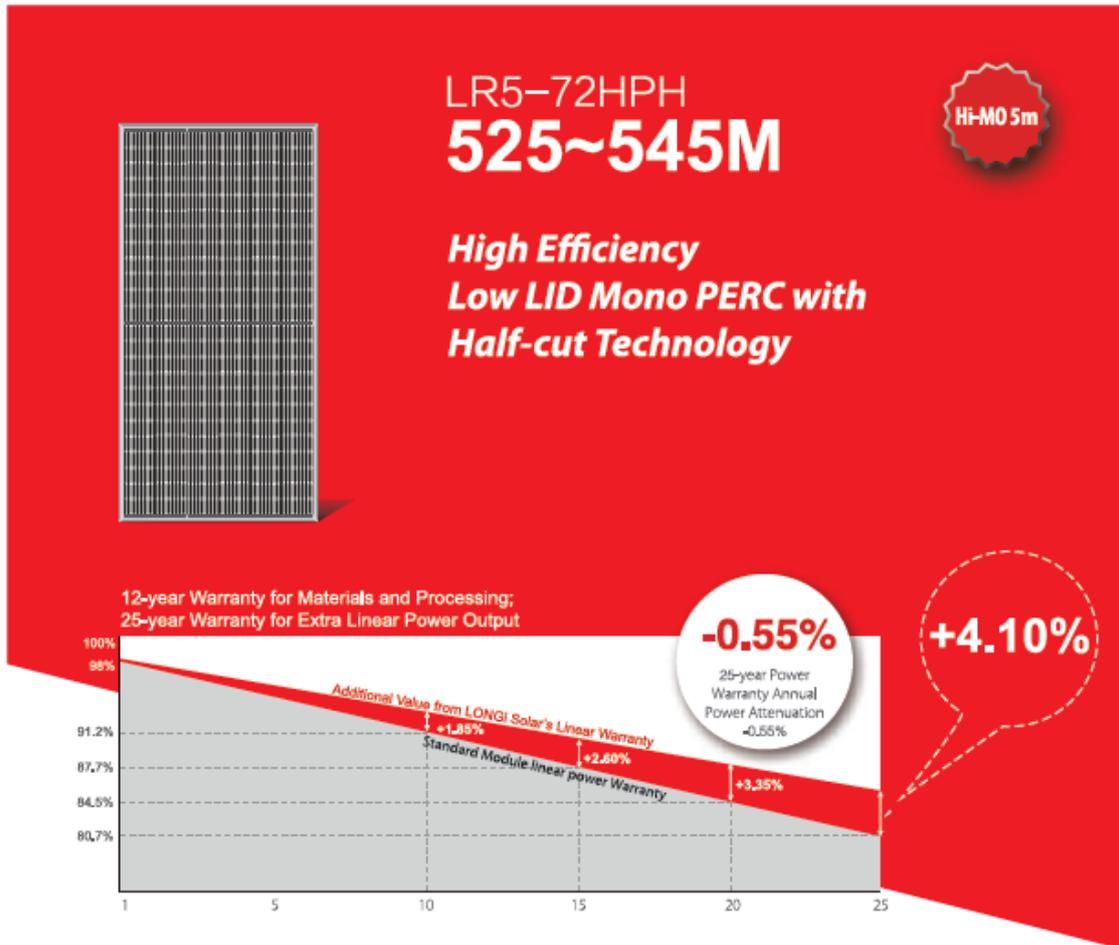
di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall'impianto fotovoltaico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT, necessario per il collegamento RTN.

9. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 47.848,32 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.

9.1. 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):



Complete System and Product Certifications

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
 ISO 9001:2008: ISO Quality Management System
 ISO 14001:2004: ISO Environment Management System
 TS62941: Guideline for module design qualification and type approval
 OHSAS 18001: 2007 Occupational Health and Safety



* Specifications subject to technical changes and tests,
 LONGI Solar reserves the right of interpretation.

Positive power tolerance (0 ~ +5W) guaranteed

High module conversion efficiency (up to 21.3%)

Slower power degradation enabled by Low LID Mono PERC technology: first year <2%,
 0.55% year 2-25

Solid PID resistance ensured by solar cell process optimization and careful module BOM
 selection

Reduced resistive loss with lower operating current

Higher energy yield with lower operating temperature

Reduced hot spot risk with optimized electrical design and lower operating current

LONGI

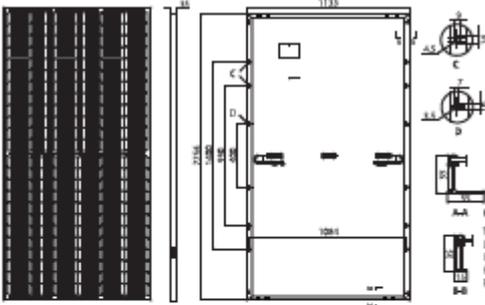
Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162605 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20201020-Draft V04

LR5-72HPH 525~545M

Design (mm)



Mechanical Parameters

Cell Orientation: 144 (6x24)
 Junction Box: IP68, three diodes
 Output Cable: 4mm², positive pole 400mm and negative pole 200mm in length, length can be customized
 Glass: Single glass
 3.2mm coated tempered glass
 Frame: Anodized aluminum alloy frame
 Weight: 27.2kg
 Dimension: 2256x1133x35mm
 Packaging: 33pcs per pallet
 150pcs per 20'GP
 620pcs per 40'HC

Operating Parameters

Operational Temperature: -40°C ~ +85°C
 Power Output Tolerance: 0 ~ +5 W
 Voc and Isc Tolerance: ±3%
 Maximum System Voltage: DC1500V (IEC/UL)
 Maximum Series Fuse Rating: 25A
 Nominal Operating Cell Temperature: 45±2°C
 Safety Protection Class: Class II
 Fire Rating: UL type 1 or 2

Electrical Characteristics

Test uncertainty for Pmax: ±3%

Model Number	LR5-72HPH-525M		LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M	
	STC	NOCT								
Maximum Power (Pmax/W)	525	392.1	530	395.8	535	399.5	540	403.3	545	407.0
Open Circuit Voltage (Voc/V)	49.05	45.98	49.20	46.12	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55
Short Circuit Current (Isc/A)	13.65	11.04	13.71	11.09	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25
Voltage at Maximum Power (Vmp/V)	41.20	38.36	41.35	38.50	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92
Current at Maximum Power (Imp/A)	12.75	10.23	12.82	10.28	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46
Module Efficiency(%)	20.5		20.7		20.9		21.1		21.3	

STC (Standard Testing Conditions): Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Spectra at AM1.5

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature): Irradiance 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Spectra at AM1.5, Wind at 1m/S

Temperature Ratings (STC)

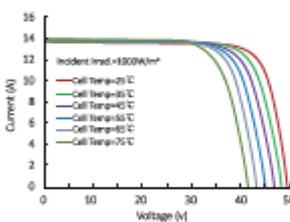
Temperature Coefficient of Isc	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.350%/°C

Mechanical Loading

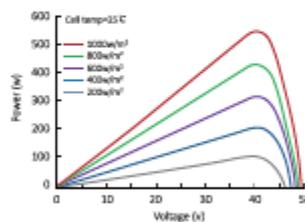
Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

I-V Curve

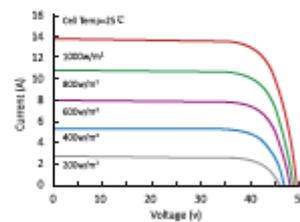
Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Power-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Current-Voltage Curve (LR5-72HPH-530M)



Room 801, Tower 3, Lujiazui Financial Plaza, No.826 Century Avenue, Pudong Shanghai, 200120, China
 Tel: +86-21-80162605 E-mail: module@longi-silicon.com Facebook: www.facebook.com/LONGI Solar

Note: Due to continuous technical innovation, R&D and improvement, technical data above mentioned may be of modification accordingly. LONGI have the sole right to make such modification at anytime without further notice; Demanding party shall request for the latest datasheet for such as contract need, and make it a consisting and binding part of lawful documentation duly signed by both parties.

20201020-Draft V04

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.: C20-028-S05

ISO 9001
 BUREAU VERITAS
 Certification



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.

9.2. 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 fissa con tilt pari a 32°.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche della struttura dell'inseguitore scelto:

STRUTTURA MODULI FV	(Tipo) 2x39 P-78 (4,7m x 44,75m)		
Stringhe x fila	1,5	n°	
File	2	n°	
Stringhe totali	3	n°	
Moduli totali per struttura	78	n°	
Potenza totale per struttura	42.120	W	

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.

9.3. Composizione del generatore

Il generatore fotovoltaico è costituito da:

- 88.608 moduli da 540 Wp/cad;
- 3.408 stringhe;
- 26 moduli per stringa;
- potenza pari a 47.848,324 Wp.

Il generatore fotovoltaico è suddiviso in 7 sottocampi di differenti tipologie. In particolare sarà costituito da:

- N° 5 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:

- 12.636 moduli da 540 Wp/cad;
- 486 stringhe;
- 26 moduli per stringa;
- potenza sottocampo pari a 6.823,44 Wp;
- una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 1 trasformatore da 7.200 kVA.
- N° 2 Sottocampi fotovoltaici aventi le seguenti caratteristiche:
 - 12.714 moduli da 540 Wp/cad;
 - 489 stringhe;
 - 26 moduli per stringa;
 - potenza sottocampo pari a 6.865,56 Wp;
 - una cabina di sottocampo con 4 inverter, quadri BT, MT e 1 trasformatore da 7.200 kVA.

I sottocampi saranno collegati tra loro con due reti a 30 kV in configurazione a semplice anello. I due anelli MT saranno realizzati tramite cavidotto interrato con conduttori ad elica visibile. La rete interna terminerà in una cabina di media tensione, denominata Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno due cavidotti MT a 30 kV a doppia terna di conduttori, anch'essi ad elica visibile, per raggiungere la SSEU 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 $-0,27 \text{ } \%/^{\circ}\text{C}$ e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e $+46^{\circ}\text{C}$, V_m e V_{oc} 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:

DATI IMPIANTO		"San Chirico" – San Marco in Lamis (FG)	
Tot Moduli		88.603	n°
Tot. Potenza		47.848.320	W
DATI MODULI FV		(Tipo) Longi Solar - LR5-72HPH-540M Monofacial	
Pmpp		540	W
Vmpp		41,65	V
Imp		12,97	A
Voc		49,50	V
Isc		13,85	A

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO		TIPO-163	
sottocampi		2	n°
moduli per sottocampi		12.714	n°
potenza x sottocampo		6.865.560	W

moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	489	n°
Strutture per Sottocampo	163	n°

CARATTERISTICHE SOTTOCAMPO	TIPO-162	
sottocampi	5	n°
moduli per sottocampi	12.636	n°
potenza x sottocampo	6.823.440	W
moduli per stringa	26	n°
n° stringhe x sottocampo	486	n°
Strutture per Sottocampo	163	n°

DATI CABINA SOTTOCAMPO	(Tipo) INGECON SUN POWER STATION 7200 MSK (4x1676kVA inverter + 1x7200 kVA Outdoor Power Transformer)	
P min ingresso per Inverter	1.620.000	W
P max ingresso per Inverter	2.128.000	W
Vdc max ingresso per Inverter	1.500	V
Vmppt min ingresso per Inverter	894	V
Vmppt max ingresso per Inverter	1.300	V
Imppt max ingresso per Inverter	1.870	A
Numero di MPPT per Inverter	1	n°
N° max input DC per Inverter	15	n°
P min ingresso per Cabina	6.480.000	W
P max ingresso per Cabina	8.512.000	W
Imppt max ingresso per Cabina	7.480	A

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:

Potenza Massima Pm(W)	Pnom(W)	540,00
Tensione MPP	Vmpp(V)	41,65
Corrente MPP	Impp(A)	12,97
Tensione Circuito Aperto	Voc(V)	49,50
Corrente Corto Circuito	Icc(A)	13,85
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,350
Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	0,048
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	-0,270

Dati Fisici

Altezza	(mm)	2256	
Larghezza	(mm)	1133	
Area	(mq)	2,56	Area modulo
Tensione a MPPT (-10 °C)	-10	1185,23	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	25	1082,90	(V)
Tensione a MPPT (50 °C)	50	1009,80	(V)
Tensione a MPPT (70°C)	70	951,33	(V)
Potenza stringa a MPPT (25°C)	25	14,04	(kW)
Corrente di corto circuito max (25°C)	25	13,85	
Tensione OC	(V)	1287,00	

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.

9.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.7 sottocampi; le stringhe (costituite da n.26 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi di 20 e 21 presso degli appositi stringbox (in numero complessivo pari a 168), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali stringbox si dipartono le linee di collegamento verso le cabine di sottocampo, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali 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.

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
1	1	1	6	SB-1-1-1	20	259,4	121	1698,84	6823,44	2

				SB-1-1-2	20	259,4				
				SB-1-1-3	20	259,4				
				SB-1-1-4	20	259,4				
				SB-1-1-5	20	259,4				
				SB-1-1-6	21	272,37				
2	1	6		SB-1-2-1	20	259,4	121	1698,84		
				SB-1-2-2	20	259,4				
				SB-1-2-3	20	259,4				
				SB-1-2-4	20	259,4				
				SB-1-2-5	20	259,4				
				SB-1-2-6	21	272,37				
3	1	6		SB-1-3-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-1-3-2	20	259,4				
				SB-1-3-3	20	259,4				
				SB-1-3-4	20	259,4				
				SB-1-3-5	21	272,37				
				SB-1-3-6	21	272,37				
4	1	6		SB-1-4-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-1-4-2	20	259,4				
				SB-1-4-3	20	259,4				
				SB-1-4-4	20	259,4				
				SB-1-4-5	21	272,37				
				SB-1-4-6	21	272,37				
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
2	1	1	6	SB-2-1-1	20	259,4	121	1698,84	6823,44	1
				SB-2-1-2	20	259,4				
				SB-2-1-3	20	259,4				
				SB-2-1-4	20	259,4				
				SB-2-1-5	20	259,4				
				SB-2-1-6	21	272,37				
	2	1	6	SB-2-2-1	20	259,4	121	1698,84		
				SB-2-2-2	20	259,4				
				SB-2-2-3	20	259,4				
				SB-2-2-4	20	259,4				
				SB-2-2-5	20	259,4				
				SB-2-2-6	21	272,37				
	3	1	6	SB-2-3-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-2-3-2	20	259,4				

				SB-2-3-3	20	259,4				
				SB-2-3-4	20	259,4				
				SB-2-3-5	21	272,37				
				SB-2-3-6	21	272,37				
	4	1	6	SB-2-4-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-2-4-2	20	259,4				
				SB-2-4-3	20	259,4				
				SB-2-4-4	20	259,4				
				SB-2-4-5	21	272,37				
				SB-2-4-6	21	272,37				
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
3	1	1	6	SB-3-1-1	20	259,4	121	1698,84	6823,44	1
				SB-3-1-2	20	259,4				
				SB-3-1-3	20	259,4				
				SB-3-1-4	20	259,4				
				SB-3-1-5	20	259,4				
				SB-3-1-6	21	272,37				
	2	1	6	SB-3-2-1	20	259,4	121	1698,84		
				SB-3-2-2	20	259,4				
				SB-3-2-3	20	259,4				
				SB-3-2-4	20	259,4				
				SB-3-2-5	20	259,4				
				SB-3-2-6	21	272,37				
	3	1	6	SB-3-3-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-3-3-2	20	259,4				
				SB-3-3-3	20	259,4				
				SB-3-3-4	20	259,4				
				SB-3-3-5	21	272,37				
				SB-3-3-6	21	272,37				
	4	1	6	SB-3-4-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-3-4-2	20	259,4				
				SB-3-4-3	20	259,4				
				SB-3-4-4	20	259,4				
				SB-3-4-5	21	272,37				
				SB-3-4-6	21	272,37				
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT

4	1	1	6	SB-4-1-1	20	259,4	121	1698,84	6823,44	1
				SB-4-1-2	20	259,4				
				SB-4-1-3	20	259,4				
				SB-4-1-4	20	259,4				
				SB-4-1-5	20	259,4				
				SB-4-1-6	21	272,37				
	2	1	6	SB-4-2-1	20	259,4	121	1698,84		
				SB-4-2-2	20	259,4				
				SB-4-2-3	20	259,4				
				SB-4-2-4	20	259,4				
				SB-4-2-5	20	259,4				
				SB-4-2-6	21	272,37				
	3	1	6	SB-4-3-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-4-3-2	20	259,4				
				SB-4-3-3	20	259,4				
				SB-4-3-4	20	259,4				
				SB-4-3-5	21	272,37				
				SB-4-3-6	21	272,37				
	4	1	6	SB-4-4-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-4-4-2	20	259,4				
				SB-4-4-3	20	259,4				
				SB-4-4-4	20	259,4				
				SB-4-4-5	21	272,37				
				SB-4-4-6	21	272,37				
SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
5	1	1	6	SB-5-1-1	20	259,4	121	1698,84	6823,44	2
				SB-5-1-2	20	259,4				
				SB-5-1-3	20	259,4				
				SB-5-1-4	20	259,4				
				SB-5-1-5	20	259,4				
				SB-5-1-6	21	272,37				
	2	1	6	SB-5-2-1	20	259,4	121	1698,84		
				SB-5-2-2	20	259,4				
				SB-5-2-3	20	259,4				
				SB-5-2-4	20	259,4				
				SB-5-2-5	20	259,4				
				SB-5-2-6	21	272,37				
	3	1	6	SB-5-3-1	20	259,4	122	1712,88		

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
4	1	6	SB-5-3-2	20	259,4	122	1712,88			
			SB-5-3-3	20	259,4					
			SB-5-3-4	20	259,4					
			SB-5-3-5	21	272,37					
			SB-5-3-6	21	272,37					
			SB-5-4-1	20	259,4					
			SB-5-4-2	20	259,4					
			SB-5-4-3	20	259,4					
			SB-5-4-4	20	259,4					
			SB-5-4-5	21	272,37					
			SB-5-4-6	21	272,37					
			6	1	6					
SB-6-1-2	20	259,4								
SB-6-1-3	20	259,4								
SB-6-1-4	20	259,4								
SB-6-1-5	21	272,37								
SB-6-1-6	21	272,37								
2	6	SB-6-2-1		20	259,4	122	1712,88			
		SB-6-2-2		20	259,4					
		SB-6-2-3		20	259,4					
		SB-6-2-4		20	259,4					
		SB-6-2-5		21	272,37					
		SB-6-2-6		21	272,37					
3	6	SB-6-3-1		20	259,4	122	1712,88			
		SB-6-3-2		20	259,4					
		SB-6-3-3		20	259,4					
		SB-6-3-4		20	259,4					
		SB-6-3-5		21	272,37					
		SB-6-3-6		21	272,37					
4	6	SB-6-4-1		20	259,4	123	1726,92			
		SB-6-4-2		20	259,4					
		SB-6-4-3		20	259,4					
		SB-6-4-4		21	272,37					
		SB-6-4-5		21	272,37					
		SB-6-4-6		21	272,37					

SC n°	INV n°	In INV n°	N° Stringbox x INV	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x INV	Potenza in ingresso x INV [kW]	Potenza SC [kW]	Anello MT
7	1	1	6	SB-7-1-1	20	259,4	122	1712,88	6865,56	2
				SB-7-1-2	20	259,4				
				SB-7-1-3	20	259,4				
				SB-7-1-4	20	259,4				
				SB-7-1-5	21	272,37				
				SB-7-1-6	21	272,37				
	2	1	6	SB-7-2-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-7-2-2	20	259,4				
				SB-7-2-3	20	259,4				
				SB-7-2-4	20	259,4				
				SB-7-2-5	21	272,37				
				SB-7-2-6	21	272,37				
	3	1	6	SB-7-3-1	20	259,4	122	1712,88		
				SB-7-3-2	20	259,4				
				SB-7-3-3	20	259,4				
				SB-7-3-4	20	259,4				
				SB-7-3-5	21	272,37				
				SB-7-3-6	21	272,37				
	4	1	6	SB-7-4-1	20	259,4	123	1726,92		
				SB-7-4-2	20	259,4				
				SB-7-4-3	20	259,4				
				SB-7-4-4	21	272,37				
				SB-7-4-5	21	272,37				
				SB-7-4-6	21	272,37				

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.

10. 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:

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

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.

11. 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 rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

12. 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".

13. 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.

14. 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 $I\Delta N \geq 30 \text{ mA}$
- 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.

15. 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 Vn
- massima tensione: 1,2 Vn
- 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. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.

16. 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.

17. 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.

18. 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.

19. 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.

20. LINEE MT 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.

21. LINEE MT 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.

22. 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).

Il Progettista:
Ing. Giuseppe Basso