



Comune di MOTTOLA
prov. di Taranto
REGIONE PUGLIA

Impianto Agrovoltaico "Semeraro"
della potenza di 26,226 MW in DC

PROGETTO DEFINITIVO

COMMITTENTE:

Lapis Srl

LAPIS S.R.L.
Via Giovanni Battista Soresina, 2 - 20144 Milano (MI)
C.F. e P.IVA: 12884650966
PEC: lapis_srl@legalmail.it

PROGETTAZIONE:



TÈKNE srl
Via Vincenzo Gioberti, 11 - 76123 ANDRIA
Tel +39 0883 553714 - Fax +39 0883 552915
www.gruppotekne.it e-mail: contatti@gruppotekne.it

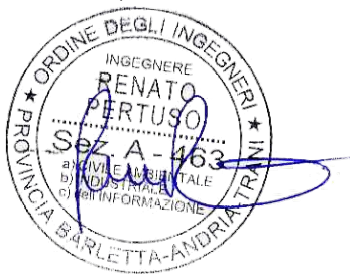


PROGETTISTA:

Dott. Ing. Renato Pertuso
(Direttore Tecnico)

LEGALE RAPPRESENTANTE:

dott. Renato Mansi



PD

PROGETTO DEFINITIVO

**RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

Tavola: **RE05**

Filename:

TKA895-PD-RE05-Relazione specialistica e calcoli impianto
fotovoltaico-RO.docx

Data 1°emissione:
Giugno 2023

Redatto:
G.PISANI

Verificato:
G.PERTOSO

Approvato:
R.PERTUSO

Scala:

Protocollo Tekne:

n° revisione

1
2
3
4

TKA895

INDICE

1. PREMESSA	1
2. SCOPO	1
3. UBICAZIONE DELL'IMPIANTO	1
4. DATI CLIMATICI	1
5. DESCRIZIONE TECNICA	4
5.1 CRITERI DI SCELTA	4
5.2 DESCRIZIONE GENERALE	4
5.2.1 SOTTOCAMPO	7
6. DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	9
6.1 CAMPO FOTOVOLTAICO	9
6.1.1 MODULI FOTOVOLTAICI	9
6.1.2 SISTEMA DI TRACKING	13
6.1.3 QUADRO DI PARALLELO (QP)	13
6.1.4 INVERTER	14
6.1.4 TRASFORMATORE MT/BT	18
6.1.5 CABINA MT DI CAMPO	19
6.2 CABINA DI CONSEGNA MT	22
6.2.1 QUADRO MT	22
6.2.2 TRASFORMATORE SERVIZI AUSILIARI MT/BT	23
6.2.3 QUADRO SERVIZI AUSILIARI IN BASSA TENSIONE (QSA)	23
6.2.4 QUADRI MISURE FISCALI (QMF E QMG)	24
6.2.5 POWER PLANT CONTROLLER (PPC)	24
6.3 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	24
6.3.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	24
6.3.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI BASSA TENSIONE	24
6.3.3 VARIAZIONE DELLA TENSIONE CON LA TEMPERATURA PER LA SEZIONE C.C.	25
6.3.4 PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE	26
6.3.5 PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO	27
6.3.6 CADUTE DI TENSIONE	27
6.3.7 POSA DEI CAVI IN TUBI	27
6.4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE E RELATIVI CALCOLI	27
6.4.1 DATI NOMINALI DI IMPIANTO	27
6.4.2 CARATTERISTICHE DEL CAVO DI MEDIA TENSIONE	27
6.4.3 DIMENSIONAMENTO DEI CAVI DI MEDIA TENSIONE	28

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2023	G. Pisani	G. Pertoso	R. Pertuso	TKA895
						Filename: TKA895-PD-RE05

**RELAZIONE TECNICA DI IMPIANTO
FOTOVOLTAICO**

6.4.4	VALORI MASSIMI AMMISSIBILI DELLA CADUTA DI TENSIONE	29
6.4.5	TIPI DI INSTALLAZIONE	29
6.4.6	CALCOLO DELLA PORTATA EFFETTIVA	29
6.4.7	DIMENSIONAMENTO E VERIFICHE	30
6.5	RETE DI TERRA	34
6.5.1	DESCRIZIONE DELLA RETE DI TERRA	35
6.5.2	COLLEGAMENTI DI TERRA	35
7.	SISTEMA DI SUPERVISIONE DELL'IMPIANTO FV	36
8.	MISURE DI PROTEZIONE	37
8.1	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI	37
8.2	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI	37
8.3	MISURE DI PROTEZIONE CONTRO GLI EFFETTI DELLE SCARICHE ATMOSFERICHE	38
9.	MONTAGGIO COMPONENTI	38
10.	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	39
10.1	PROVE DI TIPO	39
10.2	PROVE DI ACCETTAZIONE IN FABBRICA	39
10.3	VERIFICHE IN CANTIERE	39
10.4	PROVE DI ACCETTAZIONE IN SITO	39
11.	VALUTAZIONE ENERGETICA	41
12.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	42

	DATA		REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	Protocollo TEKNE
	R0	Giugno 2023	G. Pisani	G. Pertoso	R. Pertuso	TKA895
						Filename: TKA895-PD-RE05

1. Premessa

La società **LAPIS srl** ha disposto di procedere alla progettazione delle opere necessarie per la realizzazione di un **impianto agrovoltaiico**, denominato “**Semeraro**”, da **26,226 MWp (DC)** nei Comune di **Mottola (TA)** e **Castellaneta (TA)**.

L'energia prodotta dall'impianto sarà ceduta alla rete elettrica di distribuzione in AT, in base alle condizioni definite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) e le prescrizioni redatte dalla società TERNA S.p.a.

A questo proposito è utile sottolineare che, al fine di soddisfare i parametri di interconnessione di rete, sarà utilizzato un dispositivo di controllo PPC (Power Plant Controller).

2. Scopo

Scopo del presente documento è la relazione tecnica del progetto definitivo di un impianto fotovoltaico, denominato “Semeraro”, nei Comuni di Mottola (TA) e Castellaneta (TA), in conformità a quanto indicato nella Norma CEI 0-2 (2002-09) e dall'art. 93 comma 4 del Decreto legislativo 12 aprile 2006, n. 163.

3. Ubicazione dell'impianto

La località d'installazione dell'impianto fotovoltaico è: Mottola (TA).

I dati geografici (*sist.rif. Geografico WGS 84-UTM33N*) di riferimento della suddetta località sono:

- Latitudine = 40,663823 N
- Longitudine = 16,986981 E
- Altitudine = 258 m s.l.m.

4. Dati Climatici

L'analisi dei dati climatici sul sito di Mottola (TA) sono stati condotti attraverso l'utilizzo del software PVGIS, il quale ha restituito i valori relativi all'irraggiamento solare nella zona di interesse.



Rendimento FV ad inseguimento

PVGIS-5 stima del rendimento energetico FV

Valori inseriti:

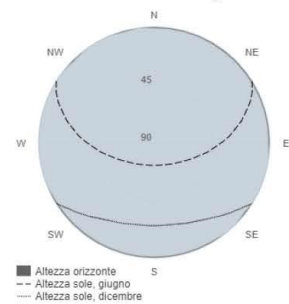
Latitudine/Longitudine: 40.664, 16.987
 Orizzonte: Calcolato
 Database solare: PVGIS-SARAH2
 Tecnologia FV: Silicio cristallino
 FV installato: 1 kWp
 Perdite di sistema: 10 %

Output del calcolo

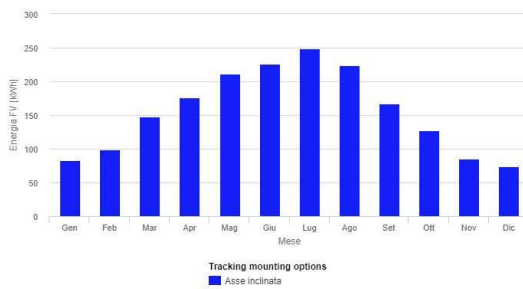
IA* 0
 Angolo inclinazione [°]: 0
 Produzione annuale FV [kWh]: 1869.7
 Irraggiamento annuale [kWh/m²]: 2289
 Variazione di produzione a causa di:
 Angolo d'incidenza [%]: -1.74
 Effetti spettrali [%]: 0.69
 Perdite temp. ed irr. bassa [%]: -8.27
 Perdite totali [%]: -18.32

* IA: Asse inclinata

Grafico dell'orizzonte al luogo scelto:



Energia mensile da sistema FV ad inseguimento:



Irraggiamento mensile nel piano di inseguimento:



Mese	E _m	H(i) _m	SD _m
Gennaio	82.8	94.0	14.2
Febbraio	98.7	112.5	15.1
Marzo	147.2	171.8	20.6
Aprile	176.6	212.8	19.4
Maggio	211.9	261.8	16.4
Giugno	226.5	287.6	15.2
Luglio	249.1	321.3	9.8
Agosto	224.4	287.5	16.0
Settembre	166.7	205.6	11.3
Ottobre	127.5	151.7	15.4
Novembre	84.7	98.4	11.4
Dicembre	73.7	84.2	9.9

E_m: Media mensile del rendimento energetico dal sistema definito [kWh].
 H_m: Media mensile di irraggiamento al metro quadro sui moduli del sistem scelto [kWh/m²].
 SD_m: Variazione standard del rendimento mensile di anno in anno [kWh].

La Commissione europea gestisce questo sito per offrire al pubblico un più ampio accesso alle informazioni sulle sue iniziative e le politiche dell'Unione europea in generale. L'obiettivo è quello di fornire informazioni esatte e aggiornate. Qualsiasi errore, purtutto, nella nostra attenzione sarà prontamente corretto. La Commissione declina, tuttavia, qualsiasi responsabilità per quanto riguarda le informazioni ottenute consultando questo sito.

È nostra cura ridurre al minimo le distinzioni imputabili a problemi tecnici. Tuttavia, parte dei dati o delle informazioni contenute nel sito possono essere dati, creati o strutturati in file o formati non consentiti da errori, e non possiamo garantire che il servizio non subisca interruzioni o non risenta in altro modo di tali problemi. La Commissione declina ogni responsabilità per gli eventuali problemi derivanti dall'utilizzazione del presente sito o dei siti esterni ad esso collegati.

Per ulteriori informazioni, visitare https://ec.europa.eu/info/legal-notice_it

PVGIS ©Unione Europea, 2001-2022.

Reproduction is authorised, provided the source is acknowledged, save where otherwise stated.

Rapporto generato il 2022/11/25

Nel caso del progetto “Semeraro”, l’irradiazione giornaliera media annua è stata calcolata secondo la seguente procedura:

- stima, sulla base del profilo del terreno, della sua ubicazione e dell’esposizione dell’impianto.

L’irraggiamento annuale nel piano risulta essere pari a **2.289 kWh/mq**.

Mentre il valore della produzione media annua è di circa **1.869,70 kWh/kWp**.

Quindi, il progetto per la costruzione del parco fotovoltaico “Semeraro”, qui proposto, potrà produrre circa **49,035 GWh/anno** di energia elettrica.

5. Descrizione tecnica

5.1 Criteri di scelta

Al fine di massimizzare la produzione di energia annuale, compatibilmente con le aree a disposizione, si è adottato di suddividere l'impianto in 12 sottocampi (6 con potenza da 1,6 MW e 6 con potenza da 2,5 MW) e di trasformare l'energia elettrica da bassa tensione a media tensione in ogni singolo trasformatore previsto per ogni sottocampo.

La conversione da corrente continua in corrente alternata è effettuata, mediante l'inverter trifase collegato direttamente al trasformatore per ciascun sottocampo.

5.2 Descrizione generale

Le parti che compongono il sistema fotovoltaico sono:

- generatore fotovoltaico
- strutture tracker
- cavi, cavidotti,
- quadri in cc
- gruppo di conversione cc/ca
- trasformatori MT/bt
- cabine di raccolta MT
- trasformatori AT/mt

Il generatore fotovoltaico sarà costituito da un totale di 1540 stringhe da 26 moduli, per un totale di 40040 moduli fotovoltaici, pari ad una potenza di 655 Wp cadauno per una potenza totale complessiva installata di 26,226 MWp.

Da un punto di vista elettrico il sistema fotovoltaico è stato suddiviso in 12 sottocampi indipendenti. Ciascun sottocampo dispone di una Cabina di Campo (Trasformatore + Inverter). È stata prevista una cabina di raccolta che risulta connessa alla stazione di consegna dove avviene la trasformazione in AT per poi annettersi alla rete del TSO.

All'interno del campo sono inoltre previste anche 4 Cabine per Servizi Ausiliari.

I sottocampi sono costituiti da 18 o 10 quadri parallelo (QP) composti da stringhe fotovoltaiche collegate in parallelo all'interno del quadro stesso e dotate di sezionatori, in modo da essere singolarmente sezionabili, di un fusibile e di uno scaricatore di sovratensione.

Le uscite delle stringhe, collegate in parallelo nei quadri, vengono portate all'ingresso dell'inverter. I campi presentano inverter da 2.500 kVA o da 1.500 kVA con l'uscita di ciascun inverter a 550 Vac. Ogni inverter risulta collegato al rispettivo trasformatore MT/bt alloggiato in adiacenza, su un'unica piazzola, mediante tutte le necessarie protezioni previste dalla normativa e con un cavo in uscita a 30 kV. La tensione in continua verrà così convertita in alternata trifase ed elevata.

La rete MT interna al campo prevede 1 anello da 4 sottocampi e 2 feeder da 4 sottocampi ciascuno. Tutti i sottocampi presentano cabine MT/BT collegate in entra-esce.

L'anello fa capo a due moduli del quadro MT alloggiato all'interno della cabina di raccolta, mentre i due feeder fanno capo ad ulteriori due moduli del quadro Mt alloggiati sempre nella cabina di raccolta. Tutta la distribuzione, BT e MT, avviene tramite cavidotto interrato all'interno dell'impianto. Dalla cabina di raccolta parte una linea in MT a 30kV che arriva alla stazione di trasformazione MT/AT nei pressi della Stazione elettrica di Terna a 150kV.

Di seguito il dettaglio di ogni campo:

Feeder 1 (TR6 – TR8) – Feeder 2 (TR10 -TR11)

Quadri parallelo	10
Stringhe	97
Moduli	97x26=2522
Inverter	1x1500 kVA
Trasformatori	1x1600 kVA
Potenza unitaria modulo	655 Wp
Potenza complessiva DC	1651,91 kWp

Feeder 1 (TR7) – Feeder 2 (TR12)

Quadri parallelo	10
Stringhe	98
Moduli	98x26=2548
Inverter	1x1500 kVA
Trasformatori	1x1600 kVA
Potenza unitaria modulo	655 Wp
Potenza complessiva DC	1668,94 kWp

Feeder 1 (TR9)

Quadri parallelo	18
Stringhe	156
Moduli	156x26=4056
Inverter	1x2500kVA
Trasformatori	1x2500 kVA
Potenza unitaria modulo	655 Wp
Potenza complessiva DC	2656,68 kWp

Anello 1 (TR1 – TR2 – TR3 – TR4) – Feeder 2 (TR5)

Quadri parallelo	18
Stringhe	160
Moduli	160x26=4160
Inverter	1x2500 kVA
Trasformatori	1x2500 kVA
Potenza unitaria modulo	655 Wp
Potenza complessiva DC	2724,80 kWp

5.2.1 Sottocampo

Le caratteristiche tecniche di ciascuna tipologia di sottocampo sono riportate sinteticamente nella tabella seguente.

Parallelo di 10 stringhe

Linea DC	Potenza nominale, Pn:	170,3 kWp ¹
	Numero di moduli	260
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	10
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	839 m2
Moduli fotovoltaici	Tipo:	CanadianSolar BiHiKu7-CS7N
	Potenza di picco nominale Pm:	655 W
	Tensione alla potenza massima Vmp:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Imp:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

Parallelo di 9 stringhe

Linea DC	Potenza nominale, Pn:	153,27 kWp ¹
	Numero di moduli	234
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	9
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	755 m2
Moduli fotovoltaici	Tipo:	CanadianSolar BiHiKu7-CS7N
	Potenza di picco nominale Pm:	655 W
	Tensione alla potenza massima Vmp:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Imp:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

Parallelo di 8 stringhe

Linea DC ¹	Potenza nominale, Pn:	136,24 kWp ¹
	Numero di moduli	208
	Numero di moduli in parallelo (gruppo):	8
	Numero quadri di parallelo:	1
	Dimensioni in pianta (indicative):	671 m ²
Moduli fotovoltaici	Tipo:	CanadianSolar BiHiKu7-CS7N
	Potenza di picco nominale Pm:	655 W
	Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 Vdc
	Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
	Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
	Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A

Tipologia inverter utilizzate nei campi

Inverter	Numero:	6
	Tipo:	SG1500HV
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	900 ÷ 1300 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	1500 kVA @ 50°C
	Tensione nominale:	600 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

Inverter	Numero:	4
	Tipo:	SG2500HV
	Range operativo di tensione:	0 ÷ 1500 Vcc
	Range di tensione in MPPT:	800 ÷ 1300 Vcc
	Potenza nominale lato corrente alternata:	2500 kVA @ 50°C
	Tensione nominale:	550 V trifase a 50 Hz
	Fattore di potenza:	1

¹ Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C.

6. Descrizione dei componenti

6.1 Campo Fotovoltaico

Il campo fotovoltaico nel suo complesso sarà costituito dai seguenti elementi:

- 40040 Moduli Fotovoltaici;
- 1540 Stringhe Fotovoltaiche;
- 168 Quadri di Parallelo;
- 12 Cabine di Campo (Trasformatore + Inverter);
- 1 Cabina di Consegna e 4 Cabine per Servizi Ausiliari;

6.1.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo CANADIAN SOLAR CS7N-655MB-AG è composto da celle solari rettangolari realizzate con silicio monocristallino.

Il modulo è costituito da 132 celle solari, questa nuova tecnologia migliora l'efficienza dei moduli, offre un migliore aspetto estetico rendendo il modulo perfetto per qualsiasi tipo di installazione.

La protezione frontale è costituita da un vetro a tecnologia avanzata costituito da una trama superficiale che consente di ottenere performance eccellenti anche in caso di condizioni di poca luminosità.

Le caratteristiche meccaniche del vetro sono: spessore 2,0mm; superficie antiriflesso; temperato.

La cornice di supporto è realizzata con un profilo in alluminio estruso ed anodizzato.

Le scatole di connessione, sulla parte posteriore del pannello, sono realizzate in resina termoplastica e contengono all'interno una morsettiera con i diodi di bypass, per minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, ed i terminali di uscita, costituiti da cavi precablati a connessione rapida impermeabile.

Potenza di picco nominale Pm:	655.0 W
Tensione alla potenza massima Vm:	38,10 V
Corrente alla potenza massima Im:	17,20 A
Tensione a circuito aperto Voc:	45,20 V
Corrente di corto circuito Isc:	18,43 A
Efficienza massima:	21,1 %
Dimensioni:	2384x1303 mm

Spessore:	35 mm
Peso:	39,4 kg
Tipo di celle:	Tipo P - silicio monocristallino
Numero di celle:	132 [2x(11x6)]
Classe di isolamento:	II
Tensione massima di sistema:	1500 V
Coefficienti di Temperatura:	α_{Pm} : - 0,34% / °C; α_{Isc} : + 0,05% / °C; α_{Voc} : - 0,26% / °C;

Tutte le caratteristiche sono rilevate a Standard Test Conditions (STC): radiazione solare 1000 W/m², spettro solare AM 1.5, temperatura 25°C (EN 60904-3)



Preliminary Technical
Information Sheet



BiHiKu7
BIFACIAL MONO PERC
635 W ~ 655 W
CS7N-635 | 640 | 645 | 650 | 655MB-AG

MORE POWER

- Module power up to 655 W
Module efficiency up to 21.1 %
- Up to 8.9 % lower LCOE
Up to 4.6 % lower system cost
- Comprehensive LID / LeTID mitigation technology, up to 50% lower degradation
- Compatible with mainstream trackers, cost effective product for utility power plant
- Better shading tolerance

MORE RELIABLE

- 40 °C lower hot spot temperature, greatly reduce module failure rate
- Minimizes micro-crack impacts
- Heavy snow load up to 5400 Pa, wind load up to 2400 Pa*

12
Years
Enhanced Product Warranty on Materials and Workmanship*

30
Years
Linear Power Performance Warranty*

1st year power degradation no more than 2%
Subsequent annual power degradation no more than 0.45%

*According to the applicable Canadian Solar Limited Warranty Statement.

MANAGEMENT SYSTEM CERTIFICATES*

ISO 9001:2015 / Quality management system
ISO 14001:2015 / Standards for environmental management system
OHSAS 18001:2007 / International standards for occupational health & safety

PRODUCT CERTIFICATES*

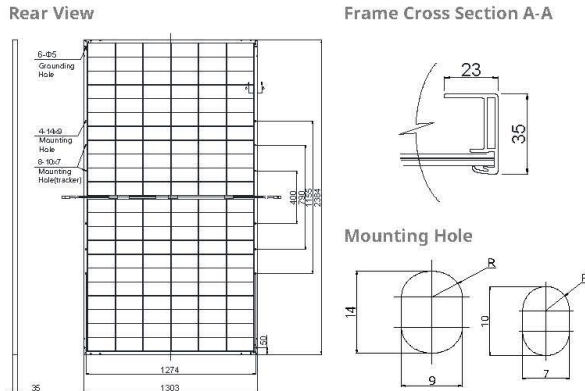
* As there are different certification requirements in different markets, please contact your local Canadian Solar sales representative for the specific certificates applicable to the products in the region in which the products are to be used.

CANADIAN SOLAR INC. is committed to providing high quality solar products, solar system solutions and services to customers around the world. Canadian Solar was recognized as the No. 1 module supplier for quality and performance/price ratio in the IHS Module Customer Insight Survey, and is a leading PV project developer and manufacturer of solar modules, with over 46 GW deployed around the world since 2001.

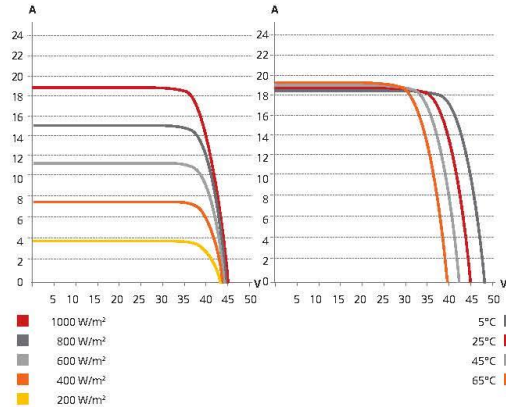
* For detailed information, please refer to the Installation Manual.

CANADIAN SOLAR INC.
545 Speedvale Avenue West, Guelph, Ontario N1K 1E6, Canada, www.csisolar.com, support@csisolar.com

ENGINEERING DRAWING (mm)



CS7N-650MB-AG / I-V CURVES



ELECTRICAL DATA | STC*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)	Module Efficiency
CS7N-635MB-AG	635 W	37.3 V	17.03 A	44.4 V	18.27 A	20.4%
Bifacial Gain**	5%	667 W	37.3 V	17.89 A	19.18 A	21.5%
	10%	699 W	37.3 V	18.74 A	20.10 A	22.5%
	20%	762 W	37.3 V	20.44 A	21.92 A	24.5%
CS7N-640MB-AG	640 W	37.5 V	17.07 A	44.6 V	18.31 A	20.6%
Bifacial Gain**	5%	672 W	37.5 V	17.92 A	19.23 A	21.6%
	10%	704 W	37.5 V	18.78 A	20.14 A	22.7%
	20%	768 W	37.5 V	20.48 A	21.97 A	24.7%
CS7N-645MB-AG	645 W	37.7 V	17.11 A	44.8 V	18.35 A	20.8%
Bifacial Gain**	5%	677 W	37.7 V	17.97 A	19.27 A	21.8%
	10%	710 W	37.7 V	18.84 A	20.19 A	22.9%
	20%	774 W	37.7 V	20.53 A	22.02 A	24.9%
CS7N-650MB-AG	650 W	37.9 V	17.16 A	45.0 V	18.39 A	20.9%
Bifacial Gain**	5%	683 W	37.9 V	18.03 A	19.31 A	22.0%
	10%	715 W	37.9 V	18.88 A	20.23 A	23.0%
	20%	780 W	37.9 V	20.59 A	22.07 A	25.1%
CS7N-655MB-AG	655 W	38.1 V	17.20 A	45.2 V	18.43 A	21.1%
Bifacial Gain**	5%	688 W	38.1 V	18.06 A	19.35 A	22.1%
	10%	721 W	38.1 V	18.93 A	20.27 A	23.2%
	20%	786 W	38.1 V	20.64 A	22.12 A	25.3%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C.
 ** Bifacial Gain: The additional gain from the back side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA

Operating Temperature	-40°C ~ +85°C
Max. System Voltage	1500 V (IEC) or 1000 V (IEC)
Module Fire Performance	CLASS C (IEC61730)
Max. Series Fuse Rating	35 A
Application Classification	Class A
Power Tolerance	0 ~ + 10 W
Power Bifaciality*	70 %

* Power Bifaciality = $P_{max_{rear}} / P_{max_{front}}$, both $P_{max_{rear}}$ and $P_{max_{front}}$ are tested under STC. Bifaciality Tolerance: ± 5 %

ELECTRICAL DATA | NMOT*

	Nominal Max. Power (Pmax)	Opt. Operating Voltage (Vmp)	Opt. Operating Current (Imp)	Open Circuit Voltage (Voc)	Short Circuit Current (Isc)
CS7N-635MB-AG	476 W	35.0 V	13.61 A	42.0 V	14.73 A
CS7N-640MB-AG	480 W	35.2 V	13.64 A	42.2 V	14.77 A
CS7N-645MB-AG	484 W	35.3 V	13.72 A	42.3 V	14.80 A
CS7N-650MB-AG	487 W	35.5 V	13.74 A	42.5 V	14.83 A
CS7N-655MB-AG	491 W	35.7 V	13.76 A	42.7 V	14.86 A

* Under Nominal Module Operating Temperature (NMOT), irradiance of 800 W/m² spectrum AM 1.5, ambient temperature 20°C, wind speed 1 m/s.

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	Mono-crystalline
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 x 1303 x 35 mm (93.9 x 51.3 x 1.38 in)
Weight	39.4 kg (86.9 lbs)
Front / Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 diodes
Cable	4.0 mm² (IEC)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T4 series or H4 UTX or MC4-EVO2
Per Pallet	30 pieces
Per Container (40' HQ)	480 pieces

* For detailed information, please contact your local Canadian Solar sales and technical representatives.

TEMPERATURE CHARACTERISTICS

Specification	Data
Temperature Coefficient (Pmax)	-0.34 % / °C
Temperature Coefficient (Voc)	-0.26 % / °C
Temperature Coefficient (Isc)	0.05 % / °C
Nominal Module Operating Temperature	41 ± 3°C

PARTNER SECTION



* The specifications and key features contained in this datasheet may deviate slightly from our actual products due to the on-going innovation and product enhancement. Canadian Solar Inc. reserves the right to make necessary adjustment to the information described herein at any time without further notice.
 Please be kindly advised that PV modules should be handled and installed by qualified people who have professional skills and please carefully read the safety and installation instructions before using our PV modules.

6.1.2 Sistema di tracking

Come descritto precedentemente, il generatore fotovoltaico non è di tipo ad orientamento fisso, ma prevede un sistema inseguitore. Esso consiste in un azionatore di tipo a pistone idraulico, resistente a polvere e umidità, che permette di inclinare la serie formata da 52 moduli fotovoltaici di +/-60° sull'asse orizzontale.

Il circuito di azionamento prevede un attuatore lineare di tipo IP65, resistente quindi a polvere e pioggia, alimentato a 230V@50Hz con un consumo annuo di circa 27 kWh/anno per singolo tracker. La regolazione dell'inclinazione è di tipo automatico real-time attraverso un controller connesso via ModBus con una connessione di tipo RS485, oppure di tipo wireless.

Il controller, inoltre, comprende un anemometro e un GPS: attraverso le rilevazioni di questi dispositivi, esso, applicando un algoritmo di tracking dell'irraggiamento solare, permette di sistemare istantaneamente l'orientamento del generatore fotovoltaico.

6.1.3 Quadro di parallelo (QP)

Il QP è costituito da un quadro elettrico in corrente continua, preposto ad effettuare il collegamento in parallelo di almeno 18 stringhe sulla linea di alimentazione all'inverter.

Il quadro, nella fattispecie quello composto da 18 stringhe, è realizzato in poliestere rinforzato con fibra di vetro, con porta cieca munita di serratura, grado di protezione IP 65, doppio isolamento di protezione contro i contatti indiretti, normativa: CEI EN 60439-1; CEI EN 50298; CEI 23-48; CEI 23-49, contenente:

- scaricatore di sovratensione
- n° 18 sezionatore con fusibile, $I_n=16A$
- n° 1 sezionatore, $I_n=250A$
- barra di terra e ogni altro accessorio

I sottocampi con più stringhe presenteranno un sezionatore per ciascuna stringa installata.

6.1.4 Inverter

Ciascun quadro di parallelo di un sottocampo è collegato ad un ingresso dell'apparato di conversione dell'energia elettrica, da corrente continua a corrente alternata, costituito da inverter di tipo SG2500HV o SG1500HV, con le caratteristiche di seguito riportate.

La sezione di ingresso dell'inverter è in grado di inseguire il punto di massima potenza del generatore fotovoltaico (funzione MPPT).

SG1500HV

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 900 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 1500 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 600 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: 15kVA (opzionale: max 40 kVA)

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 1.805 x 1.915 x 0.835 m (LxPxH)

SUNGROW

SG1250HV/SG1500HV

Indoor Inverter for 1500 Vdc System



High Yield

- Efficient three-level topology, max. efficiency up to 99 %
- Full power operation without derating at 55 °C
- Max. DC/AC ratio up to 1.4



Easy O&M

- Integrated zone current monitoring function for fast trouble shooting
- Modular design easy for maintenance



Saved Investment

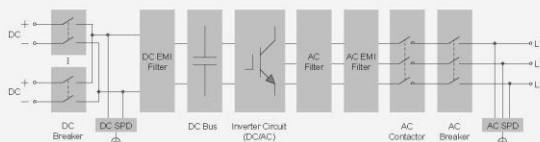
- DC 1500 V system, low system initial investment



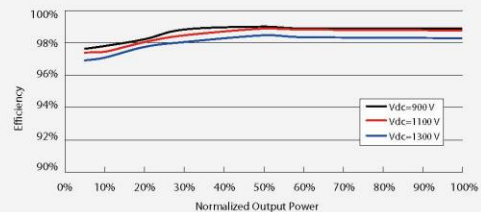
Grid Support

- Compliance with standards: CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Efficiency Curve



© 2018 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1

SG2500HV

Lato corrente continua

Range operativo di tensione: 0 ÷ 1500 Vcc

Range di tensione in MPPT: 800 ÷ 1300 Vcc

Lato corrente alternata

Potenza nominale: 2500 kVA @ 50 °C

Tensione nominale: 550 V +/- 10%

Frequenza nominale: 50 Hz

Fattore di potenza: = 1

Sistema

Alimentazione ausiliari: opzionale: max 40 kVA

Rendimento massimo: 98.7%

Temperatura ambiente di funzionamento: - 35 ÷ 60°C

Ventola: P > 80%- ON 50°C / OFF 40°C

Grado di protezione: IP 54

Umidità ambiente di funzionamento: 4% ÷ 100% senza condensa

Metodo di raffreddamento: Controllo della temperatura tramite raffreddamento forzato ad aria

Conformità: marchio CE

Comunicazioni: Modbus TCP

Dimensioni: 2.991 x 2.591 x 2.438 m (LxPxH)

SUNGROW
Clean power for all

SG2500HV-20

Turnkey Station for 1500 Vdc System



High Yield

- Advanced three-level technology, max. efficiency 99 %
- Effective cooling, full power operation at 50 °C



Easy O&M

- Integrated current and voltage monitoring function for online analysis and fast trouble shooting
- Modular design, easy for maintenance
- Convenient external touch screen



Saved Investment

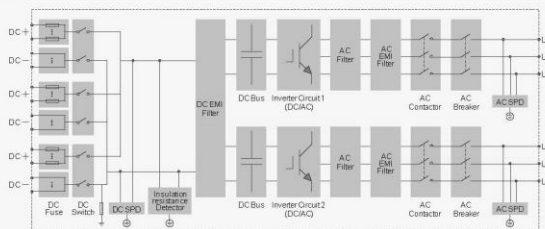
- Low transportation and installation cost due to 10-foot container design
- DC 1500 V system, low system cost
- Integrated LV auxiliary power supply
- Q at night function



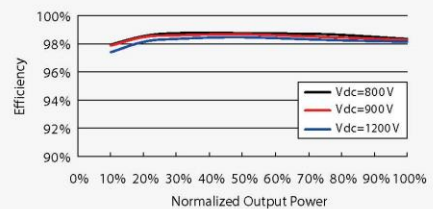
Grid Support

- Compliance with standards: IEC 61727, IEC 62116
- Low/High voltage ride through (L/HVRT)
- Active & reactive power control and power ramp rate control

Circuit Diagram



Efficiency Curve



© 2019 Sungrow Power Supply Co., Ltd. All rights reserved.
Subject to change without notice. Version 1.1

6.1.5 Trasformatore MT/bt

La trasformazione MT/bt avviene attraverso dei trasformatori, in resina, della potenza di 1600 kVA o 2500 kVA adiacenti ai rispettivi inverter con le seguenti caratteristiche:

Trafo da 1600 kVA

Potenza nominale trasformatore:	1600 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202 EN 50588-1, IEC 61439-1
Sistema raffreddamento:	AN – Air Natural
Dimesioni:	2010 x 1050 x 2510 m (LxPxH) circa
Peso:	5090 kg circa

Trafo da 2500 kVA

Potenza nominale trasformatore:	2500 kVA
Livelli di tensione bt/MT:	0,8 kV / 30 kV
Tipo di collegamento:	Dyn11
Certificazioni:	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, EN 50588-1, IEC 61439-1
Sistema raffreddamento:	AN – Air Natural
Dimesioni:	2280 x 1300 x 2625 m (LxPxH) circa
Peso:	8130 kg circa

6.1.6 Cabina MT di campo

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

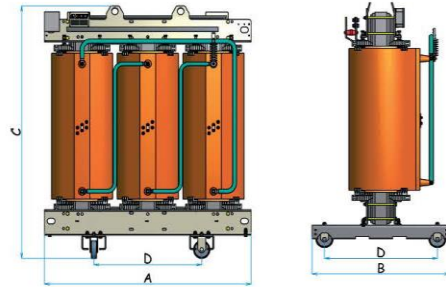
- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione della apertura dell'anello con le relative protezioni.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, con unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6 o a vuoto.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al c.to c.to: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 400 A

Technical Data Sheet Eco Design Class 12 kV (Uk 4% and Uk 6%)



Standards:	IEC CEI DIN EN 60076 EN 50588
Insulating Class (temp. rise):	F (100 K)
Insulation Class MV (Class Uk 4%):	12 kV FI 28 kV BIL 75 kV
Insulation Class MV (Class Uk 6%):	12 kV FI 28 kV BIL 75 kV
Insulation Class LV:	1,1 kV FI 3 kV
Frequency:	50 Hz
Tappings MV:	± 2 x 2,5%
Tolerance:	No tolerance on the losses

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	4	252	1800	0,72	50	39	1080	670	1175	520	125	790
160	4	360	2600	0,69	53	43	1140	670	1210	520	125	970
200	4	408	2955	0,66	56	43	1250	670	1285	520	125	1080
250	4	468	3400	0,65	56	44	1140	670	1400	520	125	1170
315	4	557	3876	0,63	58	46	1200	670	1440	520	125	1390
400	4	675	4500	0,60	59	47	1260	820	1500	670	125	1660
500	4	811	5630	0,55	60	48	1260	820	1530	670	125	1770
630	4	990	7100	0,51	61	48	1320	820	1580	670	125	2040
800	4	1170	8000	0,47	63	50	1380	1000	1680	670	125	2280
1000	4	1395	9000	0,43	64	51	1500	1000	1850	820	125	2820

* Data referred to 120°C at rated voltage.

Power kVA	Uk * %	P ₀ W	P _{cc} * W	I ₀ %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	252	1800	0,65	50	38	1250	670	1095	520	125	840
160	6	360	2600	0,62	53	41	1250	670	1175	520	125	970
200	6	408	2955	0,60	55	43	1250	670	1285	520	125	1120
250	6	468	3400	0,58	56	43	1250	670	1365	520	125	1330
315	6	557	3876	0,57	58	45	1260	820	1460	670	125	1480
400	6	675	4500	0,54	59	46	1330	820	1460	670	125	1730
500	6	811	5630	0,50	60	47	1330	820	1510	670	125	1730
630	6	990	7100	0,46	61	49	1360	820	1550	670	125	1910
800	6	1170	8000	0,43	63	49	1570	1000	1680	670	125	2390
1000	6	1395	9000	0,38	64	50	1570	1000	1780	820	125	2990
1250	6	1620	11000	0,36	66	52	1680	1050	1990	820	160	3340
1600	6	1980	13000	0,32	67	52	1680	1050	2140	820	160	4010
2000	6	2340	16000	0,31	69	54	1860	1300	2240	1070	200	5150
2500	6	2790	19000	0,29	70	55	2010	1300	2380	1070	200	6060
3150	7	3420	22000	0,27	73	58	2100	1300	2425	1070	200	7400

* Data referred to 120°C at rated voltage.

Characteristics are indicative. GBE will confirm actual data at offer/order stage.

Technical Data Sheet Eco Design Class 24 kV and 36 kV

CLASS 24 kV
ER3R24

Standards:	IEC CEI DIN EN 60076 EN 50588
Insulating Class (temp. rise):	F (100 K)
Insulation Class MV (Class 24):	24 kV FI 50 kV BIL 125 kV
Insulation Class MV (Class 36):	36 kV FI 70 kV BIL 170 kV
Insulation Class LV:	1,1 kV FI 3 kV
Frequency:	50 Hz
Tappings MV:	± 2 x 2,5%
Tolerance:	No tolerance on the losses

Power kVA	Uk * %	P _o W	P _{cc} * W	I _o %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	252	1800	0,72	50	38	1140	670	1155	520	125	750
160	6	360	2600	0,69	53	41	1250	670	1175	520	125	910
200	6	408	2955	0,66	55	42	1250	670	1285	520	125	1050
250	6	468	3400	0,65	56	43	1330	670	1320	520	125	1180
315	6	557	3876	0,63	58	45	1330	820	1400	670	125	1350
400	6	675	4500	0,6	59	46	1360	820	1500	670	125	1630
500	6	811	5630	0,55	60	47	1410	820	1500	670	125	1770
630	6	990	7100	0,51	61	47	1410	820	1650	670	125	2020
800	6	1170	8000	0,47	63	49	1570	1000	1780	670	125	2860
1000	6	1395	9000	0,43	64	50	1680	1000	1950	820	125	3250
1250	6	1620	11000	0,4	66	51	1680	1050	2140	820	160	3680
1600	6	1980	13000	0,36	67	52	1860	1050	2200	820	160	4600
2000	6	2340	16000	0,34	69	54	2010	1300	2380	1070	200	5730
2500	6	2790	19000	0,32	70	55	2100	1300	2455	1070	200	7150
3150	7	3420	22000	0,3	73	57	2250	1300	2605	1070	200	8470

* Data referred to 120°C at rated voltage.

CLASS 36 kV
ER3R36

Power kVA	Uk * %	P _o W	P _{cc} * W	I _o %	LwA dB(A)	LpA dB(A)	A mm	B mm	C mm	D mm	Wheel mm	Weight Kg
100	6	289	1980	0,42	50	37	1350	670	1545	520	125	1160
160	6	414	2860	0,38	53	39	1500	670	1640	520	125	1590
200	6	469	3251	0,38	55	41	1570	670	1670	520	125	1890
250	6	538	3740	0,34	56	42	1570	670	1730	520	125	2130
315	6	641	4264	0,3	58	44	1650	820	1800	670	125	2360
400	6	776	4950	0,28	59	45	1650	820	1880	670	125	2460
500	6	933	6193	0,26	60	46	1680	820	1950	670	125	2830
630	6	1138	7810	0,28	61	47	1710	820	2050	670	125	2920
800	6	1345	8800	0,27	63	48	1740	820	2150	670	125	3350
1000	6	1604	9900	0,24	64	49	1890	1050	2300	820	125	4040
1250	6	1863	12100	0,24	66	51	1920	1050	2370	820	160	4480
1600	6	2277	14300	0,23	67	52	2010	1050	2510	820	160	5090
2000	6	2691	17600	0,20	69	53	2100	1300	2595	1070	200	6340
2500	6	3208	20900	0,19	70	54	2280	1300	2655	1070	200	8130
3150	7	3933	24200	0,18	73	57	2370	1300	2685	1070	200	8910

* Data referred to 120°C at rated voltage.

Characteristics are indicative. GBE will confirm actual data at offer/order stage.

6.2 Cabina di Consegna MT

Le cabine MT in campo sono raggruppate tra loro con 1 anello e 2 feeder. L'Anello raggruppa le cabine TR1-TR2-TR3-TR4; il Feeder 1 raggruppa le cabine TR6-TR7-TR8-TR9, mentre il Feeder 2 raggruppa le cabine TR5-TR10-TR11-TR12. Sia l'anello che i due feeder fanno capo alle rispettive sezioni collocati all'interno dell'unica cabina di consegna presente nel campo. All'interno della cabina è installato inoltre un Quadro MT ed un Quadro BT per la gestione dei servizi ausiliari.

6.2.1 Quadro MT

Il Quadro è costituito da:

- n° 1 Scomparto M.T. prefabbricato con arrivo linea dal basso completo di sezionatori tripolari da 630 A - 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparto MT prefabbricato per collegamento risalita sbarre destra/sinistra 630 A – 30 kV 16KA
- n° 4 Scomparti M.T. prefabbricati per il collegamento ad anello e a feeder delle cabine di campo completi di sezionatori tripolari da 400 A - 30 kV 16 kA motorizzato con alimentazione a 220 V c.a, di interruttore automatico e segnalatore presenza tensione.
- n° 1 Scomparti M.T. prefabbricato per contenimento TV per misure.
- n° 1 Scomparti B.T. prefabbricato dedicato ai servizi ausiliari

Il Quadro MT è in lamiera zincata ed elettrozincata/verniciata con grado di protezione IP2XC, composto da unità modulari e compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

Caratteristiche tecniche:

- Tensione di isolamento 36 kV;
- Tenuta al corto circuito: 16 kA per 1 sec;
- Corrente nominale 630 A.

6.2.2 Trasformatore Servizi Ausiliari MT/bt

È previsto un trasformatore MT/bt, in esecuzione a giorno montato in box, completo di nucleo a colonna con giunti intercalati, lamierini a cristalli in carlyte, avvolgimenti in rame elettrolitico isolati con doppio smalto o carta di pura cellulosa, commutatore di tensione a 4 posizioni, dispositivi di protezione (termometro a due contatti e centralina di temperatura collegata con le termosonde inserite nei rispettivi avvolgimenti) ed isolatori a spina.

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale: 100 kVA;
- tensione primaria: $30 \pm 2 \times 2.5\%$ kV;
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Dyn11;
- tensione di corto circuito: 4%;
- accessori di montaggio.

6.2.3 Quadro Servizi Ausiliari in bassa tensione (QSA)

Per la protezione dei circuiti ausiliari è presente un Quadro Servizi Ausiliari. Il QSA è costituito da un quadro elettrico in corrente alternata in BT, preposto ad alimentare i servizi ausiliari della cabina di Consegna ed eventualmente alimentare, in emergenza, i servizi di una cabina di trasformazione.

Il Quadro di parallelo in corrente alternata in bassa tensione (tipo Power Center) è realizzato in carpenteria metallica da pavimento dotato di un sistema di pannelli frontali forati e fissati mediante viti, adatti a fornire un fronte quadro funzionale per ogni tipo di apparecchio. In esecuzione, esso ha le seguenti caratteristiche elettriche principali:

Armadio componibile a pavimento in lamiera di acciaio verniciata completo di struttura in metallo, pannelli laterali, pannelli frontali, piastre di fondo, anelli di sollevamento, porta con vetro trasparente, serratura di chiusura, sistema sbarre da 250A, barratura di terra, canalette ed accessori di montaggio. Dimensioni indicative (LxPxH) 1000x600x2250mm - IP30/IP20 interno. Corrente di c.to-c.to = 10 kA 1 sec.

6.2.4 Quadri Misure Fiscali (QMF e QMG)

I QMF e QMG sono costituiti da contatori bidirezionali di energia attiva/reattiva, comprensivi di dispositivo per la trasmissione remota dei dati acquisiti.

6.2.5 Power Plant Controller (PPC)

Il Power Plant Controller è un dispositivo usato per gestire gli impianti di produzione così da soddisfare i requisiti imposti dalla rete e dal suo gestore.

Esso servirà, tra gli altri, a valutare via via ed eventualmente limitare le potenze attiva e reattiva prodotte dall'impianto garantendo una migliore stabilità della rete e della potenza in uscita che, sarà, di fatto sempre compatibile con la potenza richiesta di connessione sul punto di interconnessione alla rete nazionale.

6.3 Collegamenti elettrici in bassa tensione

6.3.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale lato c.c.:	1200 V
Sistema di collegamento dei poli lato c.a.:	isolati
Tensione nominale lato c.a.:	550 V $\pm 5\%$
Frequenza nominale lato c.a.:	50 Hz $\pm 2\%$
Sistema di collegamento del neutro lato c.a.:	TNS

6.3.2 Caratteristiche del cavo di bassa tensione

Per i collegamenti in corrente continua:

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG21M21 ovvero H1Z2Z2-K
Materiale del conduttore	Rame
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale dell'isolamento	Gomma reticolata senza alogeni
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	1500 V c.c., 1000 V c.a.
Tensione massima	1800 V c.c., 1200 V c.a.

L'indicazione di due cavi equivalenti si rende necessaria in caso di indisponibilità da parte dei produttori, della prima soluzione.

Cavo per posa in aria o in tubo:	FG16OR16
Materiale del conduttore	Rame rosso
Tipo di conduttore	Flessibile classe 5
Materiale del riempitivo	Termoplastico, penetrante tra le anime (multipolari)
Materiale dell'isolamento	PVC qualità R16
Temperatura massima	90°C in condizioni di esercizio normali 250°C in condizioni di corto circuito
Tensione nominale	600/1000 c.a., 1500 c.c.
Tensione massima	1200 V c.a., 1800 V c.c.
Massima forza di tiro durante la posa	50 N/mm ²

Il cavo è inoltre conforme alla recente normativa CPR per la reazione al fuoco, ai sensi del regolamento 305/2011/UE.

6.3.3 Variazione della tensione con la temperatura per la sezione c.c.

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

$$V_{\max \min} \geq V_{\text{invMPPTmin}}$$

$$V_{\max \max} \leq V_{\text{inv MPPT max}}$$

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

dove:

V_{\max} = Tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv MPPT min}}$ = Tensione minima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

$V_{\text{inv MPPT max}}$ = Tensione massima per la ricerca del punto di massima potenza, da parte dell'inverter

V_{oc} = Tensione di circuito aperto, delle stringhe fotovoltaiche

$V_{\text{inv max}}$ = Tensione massima in c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter

6.3.4 Portata dei cavi in regime permanente

La corrente massima (portata) ammissibile, per periodi prolungati, di qualsiasi conduttore è calcolata in modo tale che la massima temperatura di funzionamento non superi il valore appropriato, per ciascun tipo di isolante, indicato nella Tab. 52D della Norma CEI 64-8.

Le portate dei cavi in regime permanente relative alle condutture da installare sono verificate secondo le tabelle CEI-UNEL 35024, applicando ai valori individuati dei coefficienti di riduzione che dipendono dalle specifiche condizioni di posa e dalla temperatura ambiente. Nei casi di cavi con diverse modalità di posa è effettuata la verifica per la condizione di posa più gravosa.

Le sezioni dei cavi sono verificate anche dal punto di vista della caduta di tensione alla corrente di normale utilizzo, secondo quanto riportato nelle Norme CEI 64-8. Le verifiche in oggetto sono effettuate mediante l'uso delle tabelle CEI-UNEL 35023.

La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

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

dove:

I_B = Corrente d'impiego del cavo

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

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

I_f = 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, I_B risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco, mentre I_N e I_f 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.

6.3.5 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 di ciascun inverter.

6.3.6 Cadute di tensione

I cavi sono dimensionati facendo riferimento alle tabelle CEI UNEL 35364, 35747 e 35756 per i cavi in rame. Per i circuiti lato corrente continua le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Allo stesso modo, anche per i circuiti lato corrente alternata le cadute di tensione sono state limitate entro l'1%. Tali valori includono anche le cadute di tensione nei quadri.

6.3.7 Posa dei cavi in tubi

La percentuale della sezione dei cavidotti occupata dai cavi è inferiore al 50%, come prescritto dalle norme CEI 64-8.

6.4 Collegamenti elettrici in media tensione e relativi calcoli

6.4.1 Dati nominali di impianto

Tensione nominale: 30 kV $\pm 5\%$

Frequenza nominale: 50 Hz $\pm 2\%$

Sistema di collegamento del neutro: isolato.

6.4.2 Caratteristiche del cavo di media tensione

Cavo armato per posa direttamente interrata:	ARG7H1EX 18/30(36) kV
Materiale del conduttore:	Alluminio
Tipo di conduttore:	Corda rotonda compatta classe 2
Materiale del semi-conduttore interno:	Mescola semi-conduttrice
Materiale dell'isolamento:	HEPR
Materiale del semi-conduttore esterno:	Estruso, pelabile a freddo
Schermo:	Filo di rame + nastro di rame

Materiale della guaina esterna:	PE
Temperatura massima:	105°C in condizioni di esercizio normali 300°C in condizioni di corto circuito
Tensioni di riferimento	18/30 kV
Tensione nominale	30 Kv
Tensione nominale massima di impiego	36 KV
Massima forza di tiro durante la posa:	50.0 N/mm ²
Conformità:	EN 60228, HD 620, IEC 60502-2

Cavo tripolare schermato a fili di rame di tipo SK1 (Shock Proof 1) composto da una guaina a spessore maggiorato di uno speciale composto termoplastico che migliora la resistenza allo schiacciamento e all'impatto. Questo cavo è equiparabile ad un cavo armato conformemente alla CEI 11-17 punto 4.3.11b.

6.4.3 Dimensionamento dei cavi di media tensione

Il dimensionamento dei cavi in media tensione, ovvero la determinazione della sezione ottimale, è eseguita tenendo in considerazione i seguenti parametri:

- modalità di installazione secondo le Norme IEC e CEI-UNEL
- temperatura di riferimento dell'aria 40°C
- temperatura di riferimento del terreno 20°C a 1 m di profondità
- resistività termica massima del terreno 1°K m/W

I suddetti dati sono in accordo a quanto indicato nell'appendice A della Norma CEI 20-21.

Inoltre, per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la loro corrente di impiego.

Pertanto, il dimensionamento dei cavi è realizzato considerando il seguente schema operativo:

- dimensionamento termico in riferimento alla massima temperatura sopportabile dall'isolamento dei cavi, nelle normali condizioni di esercizio e di corto circuito, definendo la corrente di impiego (I_b), la portata e considerando le reali condizioni di posa rispetto alle condizioni ideali di riferimento;
- verifica della caduta di tensione ammissibile;
- verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile dal cavo.

6.4.4 Valori massimi ammissibili della caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento dell'impianto per ogni tipo di alimentazione è il 2%.

6.4.5 Tipi di installazione

In accordo alle modalità di installazione espresse dalla Norma CEI 11-17 i tipi di installazione previsti e adottati per l'impianto in esame sono:

Cavi unipolari e multipolari interrati direttamente nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17.

Per i cavi unipolari si adotta la disposizione a trifoglio, con terne separate di una distanza pari a due volte il diametro esterno del cavo. I cavi tripolari vengono posati a una distanza pari al diametro esterno del cavo.

6.4.6 Calcolo della portata effettiva

La portata di un cavo (I_z) è determinata in base ai seguenti fattori:

- temperatura dell'ambiente circostante,
- presenza o meno di conduttori attivi adiacenti,
- reale tipo di installazione.

Normalmente le portate non corrette dei cavi sono riferite dalle Norme alla sotto indicata condizione di installazione di riferimento:

- 30°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi posati in aria,
- 20°C come temperatura ambiente di riferimento per i cavi interrati,
- assenza di conduttori attivi adiacenti a quello in esame.

Pertanto, verranno impiegati opportuni coefficienti di correzione per determinare l'effettivo valore della portata di un cavo (I'_z) riferita alle reali condizioni di posa.

Questi coefficienti saranno:

K1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa)

K2 coefficiente di correzione per profondità di posa

K3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da 1 m °K/W.

K4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z \cdot K1 \cdot K2 \cdot K3 \cdot K4$$

6.4.7 Dimensionamento e verifiche

Dimensionamento termico

I calcoli di dimensionamento termico dei cavi sono eseguiti per assicurare che la temperatura finale del cavo non superi la temperatura massima ammissibile per i componenti al fine di evitare un loro rapido deterioramento.

Il dimensionamento termico considera i seguenti fattori:

- temperatura di riferimento dell'aria ambiente 30°C
- temperatura di riferimento del suolo 20°C
- resistività termica del terreno 1°C m/W
- temperatura massima in condizioni di esercizio normali 105°C
- temperatura massima in condizioni di corto circuito 300°C
- tipo di conduttore alluminio
- tipo di isolamento HEPR
- tensione di riferimento 18/30 kV
- portata teorica dei cavi
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

Verifica della massima corrente di corto circuito sopportabile

La corrente ammissibile durante il corto circuito di un cavo è limitata dalla massima temperatura ammissibile per il conduttore e dalla durata del corto circuito.

Per i cavi isolati in mescola elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 300°C.

La durata del corto circuito è in funzione del tempo di intervento delle protezioni che può essere stabilito in 500ms.

Il valore di corrente di corto circuito impiegato nei calcoli di verifica è assunto pari alla corrente di corto circuito ammissibile per il sistema di media tensione a 30 kV (16 kA). Viene trascurato il contributo dei motori asincroni di media e bassa tensione, in quanto essendo un fenomeno transitorio

che si esaurisce in pochi periodi successivi all'insorgere del guasto, non ha influenza sul comportamento termico del cavo.

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = \frac{K \cdot S}{\sqrt{t}}$$

dove:

I_{cc} corrente di corto circuito (A)

S sezione del conduttore di rame (mm²)

t durata del corto circuito (tempo di intervento delle protezioni)

K coefficiente che dipende dalle caratteristiche del materiale conduttore e dalla differenza di temperatura all'inizio e alla fine del corto circuito.

Con temperatura del conduttore all'inizio di 105°C e alla fine del corto circuito di 3000°C per conduttore di rame $K=143$, per conduttore di alluminio $K=87$.

La suddetta formula consente di verificare che la sezione scelta è in grado di sopportare la massima corrente di guasto prevista per il sistema di media tensione in esame in funzione del tempo di intervento delle protezioni rispettando i limiti ammissibili di temperatura.

Verifica della massima caduta di tensione

Il dimensionamento delle condutture elettriche deve essere tale da mantenere, in condizioni normali di esercizio, la caduta di tensione tra l'origine dell'impianto utilizzatore e qualunque apparecchio utilizzatore entro i limiti ammessi e definiti.

La caduta di tensione in linea è calcolata con la seguente formula:

$$\Delta V = K \times L \times I \times (R \times \cos \varphi + X \times \sin \varphi)$$

nella quale:

L	=	lunghezza della linea espressa in km
I	=	corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A
R	=	resistenza (a 80°) della linea in Ω
X	=	reattanza della linea in Ω

cosφ = fattore di potenza
k = 1,73 per linee trifasi.

Se un cavo di determinata sezione, calcolata secondo i criteri di dimensionamento espressi al paragrafo 6.4.3, soddisfa le verifiche esposte al paragrafo 6.4.7, si ritiene idoneo all'impiego nelle condizioni di posa specificate e per l'alimentazione dell'utenza in esame.

Dimensionamento linea di connessione alla SSE

potenza impianto	26,50	MW
tensione	30	kV
corrente	511	A
lunghezza cavidotto	17700	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	1,7	2	0,3400	8,789%	8,768%
150	330	1,5	2	0,2770	7,160%	7,144%
185	373	1,4	2	0,2210	5,713%	5,699%
240	434	1,2	1	0,1690	8,737%	8,717%
300	489	1,0	4	0,1350	1,745%	1,741%
400	560	0,9	3	0,1060	1,827%	1,822%
500	639	0,8	1	0,0830	4,291%	4,281%
630	728	0,7	1	0,0660	3,412%	3,404%

Dimensionamento linee di connessione RING 1

potenza anello	12,60	MW
tensione	30	kV
corrente	242	A
lunghezza cavidotto	1650	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,8	1	0,3400	0,787%	0,785%
150	330	0,7	1	0,2770	0,641%	0,640%
185	373	0,7	1	0,2210	0,512%	0,511%
240	434	0,6	1	0,1690	0,391%	0,390%
300	489	0,5	1	0,1350	0,313%	0,312%
400	560	0,4	1	0,1060	0,245%	0,245%
500	639	0,4	1	0,0830	0,192%	0,192%
630	728	0,3	1	0,0660	0,153%	0,152%

Dimensionamento linee di connessione FEEDER 1

potenza anello	8,15	MW
tensione	30	kV
corrente	158	A
lunghezza cavidotto	1550	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω /km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,5	1	0,3400	0,478%	0,477%
150	330	0,5	1	0,2770	0,390%	0,389%
185	373	0,4	1	0,2210	0,311%	0,310%
240	434	0,4	1	0,1690	0,238%	0,237%
300	489	0,3	1	0,1350	0,190%	0,189%
400	560	0,3	1	0,1060	0,149%	0,149%
500	639	0,2	1	0,0830	0,117%	0,116%
630	728	0,2	1	0,0660	0,093%	0,093%

Dimensionamento linee di connessione FEEDER 2

potenza anello	8,15	MW
tensione	30	kV
corrente	158	A
lunghezza cavidotto	1200	m

cavo ARG7H1EX 18/30 kV						
sezione mmq	portata A	n. cavi x fase teorico	n. cavi x fase	resistenza cavo Ω/km	Perdite % sulla linea	Caduta tensione %
120	295	0,5	1	0,3400	0,478%	0,477%
150	330	0,5	1	0,2770	0,390%	0,389%
185	373	0,4	1	0,2210	0,311%	0,310%
240	434	0,4	1	0,1690	0,238%	0,237%
300	489	0,3	1	0,1350	0,190%	0,189%
400	560	0,3	1	0,1060	0,149%	0,149%
500	639	0,2	1	0,0830	0,117%	0,116%
630	728	0,2	1	0,0660	0,093%	0,093%

6.5 Rete di terra

Il sistema di terra comprende le maglie interrato intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti, fino ai quadri di parallelo (QP). Ciascuna maglia di terra avrà un layout secondo quanto riportato nei disegni di progetto.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di rame nudo interrato e collegata alle armature di fondazione, dovrebbe garantire un valore della resistenza di terra sufficientemente basso. Solo in caso di necessità in fase di collaudo, a posa e rinterro avvenuto, si procederà all'installazione di picchetti dispersori aggiuntivi.

Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente continua (quadri elettrici, SPD, strutture metalliche di sostegno) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento diretto con la corda di rame nudo interrato. Tutte le parti metalliche della sezione di impianto in corrente alternata (convertitori, quadri elettrici, SPD, trasformatori) devono essere rese equipotenziali al terreno, mediante collegamento con il centro-stella dei trasformatori MT/bt, a loro volta messi a terra.

I collegamenti di terra sono eseguiti a “regola d’arte” da personale qualificato.

6.5.1 Descrizione della rete di terra

La rete di terra è realizzata con i seguenti componenti principali:

- Conduttori di terra:
 - corda di rame nudo da 95 mm²
 - corda di rame nudo da 35 mm²
 - cavo di rame da 240 mm² con guaina giallo/verde

 - cavo di rame da 50 mm² con guaina giallo/verde
 - cavo di rame da 35 mm² con guaina giallo/verde

- (eventuale) picchetti dispensori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrate devono essere realizzate con morsetti a compressione. Le connessioni fuori terra devono essere realizzate con morsetti o con piastre di derivazione.

A distanza regolare devono essere realizzati dei pozzetti di derivazione per agevolare i collegamenti fuori terra. Tutte le connessioni devono essere realizzate con materiali resistenti alla corrosione.

6.5.2 Collegamenti di terra

STRUTTURE DI SOSTEGNO DEI MODULI FOTOVOLTAICI

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di rame nudo 25 mm². La corda di rame deve essere collegata alla struttura tramite capocorda ad occhiello, bullone e rondella in acciaio zincato, fissati nell'apposito foro previsto. La corda di rame deve essere interrata appena possibile.

CONVERTITORI

Le parti metalliche non in tensione di ciascun convertitore devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

QUADRO DI PARALLELO IN CORRENTE CONTINUA (QP)

Le parti metalliche non in tensione del quadro di parallelo in corrente alternata devono essere collegate con il centro-stella del trasformatore MT/bt mediante un cavo giallo/verde da 35 mm².

7. Sistema di supervisione dell'impianto FV

Per la gestione ed il monitoraggio del sistema FV è prevista la realizzazione di un sistema di supervisione in grado di gestire l'impianto ed in grado di poter gestire eventuali espansioni future. La finalità del sistema è quella di sorvegliare il regolare funzionamento del sistema garantendo continuità di esercizio e sicurezza verso il personale e verso i beni.

L'architettura prevista per il sistema si fonda sul seguente schema a tre livelli:

1. Al primo livello si trovano i dispositivi di quadro e di campo ovvero interruttori/sezionatori. Allo stesso modo appartengono concettualmente a questo livello le unità digitali a microprocessore dedicate allo svolgimento di specifici compiti sull'impianto elettrico: relè di protezione MT, unità di misura multifunzione o contatori energetici, centraline di controllo degli inverter CC/CA;
2. Al secondo livello si trova il dispositivo d'automazione (PLC) dedicato all'acquisizione ed all'eventuale controllo dei dispositivi del precedente livello nonché all'implementazione di logiche ed automatismi dell'impianto;
3. Il terzo livello è quello di presentazione ed è costituito da almeno un terminale operatore locale grazie al quale sarà possibile visualizzare in qualunque istante lo stato dell'impianto gestito (configurazione dello stesso, allarmi attivi, trend di misura...).

La rete di comunicazione principale del sistema che permetterà il colloquio tra la postazione di supervisione, il dispositivo di automazione (PLC) e tra quest'ultimo e le apparecchiature di campo intelligenti (protezioni, strumenti multifunzione ecc..) sarà costituito in maniera mista in fibra ottica e da una rete Ethernet TCP/IP per il collegamento dei terminali.

Il protocollo impiegato per tale comunicazione sarà lo standard ModBus TCP/IP.

Il PLC scambierà i dati con la postazione di supervisione locale dell'impianto costituita da un PC industriale montato sul fronte del suddetto armadio d'automazione.

Sul PC verrà installato l'applicativo di supervisione appositamente sviluppato per la gestione completa del lotto elettrico e per l'acquisizione e contabilizzazione dei consumi energetici.

Infine tramite il PLC stesso sarà possibile la gestione di un modem Web GSM che consente l'invio di messaggi SMS sul cellulare del manutentore/operatore elettrico alla comparsa di allarmi critici sull'impianto gestito.

Il sistema di supervisione gestirà anche tutto il circuito di videosorveglianza andando ad attivare tutte le politiche necessarie in caso di effrazione.

8. Misure di protezione

8.1 Misure di protezione contro i contatti diretti

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

- 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 (canale o tubo a seconda del tratto) idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali. Questi collegamenti, tuttavia, essendo protetti dai moduli stessi, non sono soggetti a sollecitazioni meccaniche di alcun tipo, né risultano ubicati in luoghi ove sussistano rischi di danneggiamento.

8.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti

Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra

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 $I_{\Delta N} \geq 30$ 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.

Sistema in corrente alternata (TN)

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici c.a. sono collegati al sistema di terra dell'impianto e pertanto fanno parte del sistema elettrico TN di quest'ultimo.

La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse;

- i dispositivi di protezione inseriti nel quadro di distribuzione b.t. 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 50 V.

8.3 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

Fulminazione diretta

L'impianto fotovoltaico non influisce, in modo apprezzabile, sulla forma o volumetria e pertanto non aumenta la probabilità di fulminazione diretta sul sito.

Fulminazione indiretta

L'abbattersi di scariche atmosferiche in prossimità dell'impianto può provocare il concatenamento del flusso magnetico associato alla corrente di fulmine con i circuiti dell'impianto fotovoltaico, così da provocare sovratensioni in grado di mettere fuori uso i componenti tra cui, in particolare, gli inverter.

I terminali e i morsetti di ciascuna stringa fotovoltaica, lato corrente continua degli inverter, devono essere protetti internamente con scaricatori di sovratensione.

9. Montaggio componenti

I montaggi delle opere elettromeccaniche saranno eseguiti a "perfetta regola d'arte".

I montaggi meccanici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Montaggio delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici;
- Montaggio dei moduli sulle strutture di sostegno;
- Posa in opera dei quadri di parallelo;
- Posa in opera degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione MT/bt;

I montaggi elettrici per ciascun sottocampo consistono principalmente in:

- Collegamento elettrico dei moduli di ciascuna stringa;
- Posa dei cavi di collegamento tra le stringhe fotovoltaiche e gli inverter;
- Posa dei cavi di collegamento tra gli inverter e la cabina di trasformazione MT/bt;
- Posa dei cavi per la rete elettrica interna di distribuzione in MT

- Posa in opera della rete di terra;

I montaggi elettromeccanici generali consistono principalmente in:

- Posa in opera della Cabina di Raccolta MT, contenente quadri MT, trasformatore MT/bt dei servizi ausiliari, quadro Servizi ausiliari BT (QSA), quadro Raddrizzatore e due quadri di Misura Fiscali;
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

10. Collaudi e messa in servizio

I collaudi consistono in prove di tipo e di accettazione, da eseguire in officina, verifiche dei materiali in cantiere e prove di accettazione in sito.

10.1 Prove di tipo

I componenti che costituiscono l'impianto devono essere progettati, costruiti e sottoposti alle prove previste nelle norme ed alle prescrizioni di riferimento. Di ciascun componente devono essere forniti i certificati per le prove di tipo attestanti il rispetto della normativa vigente.

10.2 Prove di accettazione in fabbrica

Ove previsto, sono eseguite prove di accettazione a campione o sull'intera fornitura, atte a verificare il rispetto dei criteri di progettazione e i livelli di qualità richiesti. Tutti i materiali e le apparecchiature di fornitura devono essere corredati dai propri certificati di origine e garanzia.

10.3 Verifiche in cantiere

Prima del montaggio, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali difetti di origine, rotture o danneggiamenti dovuti al trasporto.

Al termine delle opere, tutti i materiali e le apparecchiature devono essere ispezionati e verificati, per accertare eventuali danni, dovuti ai lavori, o esecuzioni non a "regola d'arte".

10.4 Prove di accettazione in sito

Congiuntamente all'Installatore/Appaltatore, sull'impianto fotovoltaico si eseguono le prove e i controlli di seguito elencati per ciascun sottocampo e/o per l'intero impianto, in base al programma di esecuzione dei lavori:

1. Esame a vista:

verifica che i componenti e i materiali corrispondano ai disegni e ai documenti di progetto, per

quanto riguarda la quantità, la tipologia, il dimensionamento, la posa in opera e l'assenza di danni o difetti visibili di fabbricazione;

2. Verifica delle opere civili:

verifica della buona esecuzione delle opere civili e delle finiture, secondo i disegni e i documenti di progetto.

3. Verifica delle opere meccaniche:

verifica della buona esecuzione dei montaggi meccanici e del corretto allineamento delle strutture, secondo i disegni e i documenti di progetto; verifica del serraggio della bulloneria, della corretta posa in opera dei quadri e delle apparecchiature; verifica delle misure di protezione contro insetti e roditori;

4. Verifica della rete di terra:

verifica della corretta esecuzione della rete di terra, mediante i pozzetti di ispezione, in accordo con i disegni e i documenti di progetto; misura della resistenza di terra: se il valore è superiore a 10Ω , l'Appaltatore deve aggiungere ulteriori picchetti e corda di rame, fino ad ottenere il valore richiesto;

5. Verifica dei collegamenti di terra:

verifica della corretta esecuzione dei collegamenti a terra di tutte le parti metalliche non in tensione e degli scaricatori nei quadri elettrici;

6. Verifica dei collegamenti elettrici:

verifica della corretta esecuzione dei cablaggi e delle marcature dei cavi, secondo i disegni e i documenti di progetto; controllo del serraggio dei cavi nei rispettivi morsetti e del corretto serraggio di pressacavi e raccordi;

7. Prove strumentali sugli impianti elettrici

- Prova di isolamento verso terra:
Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico
- Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico
- Verifica degli strumenti di misura

11. Valutazione energetica

La valutazione relativa alla produzione di energia elettrica dell'impianto fotovoltaico è effettuata sulla base dei dati climatici di cui al capitolo 4, della configurazione di impianto descritta al capitolo 5 e delle caratteristiche tecniche dei vari componenti riportati al capitolo 6.

Nella seguente sono riportati i dati di produzione stimati su base annua.

Non sono stati considerati:

- interruzioni di servizio;
- interruzioni per manutenzione;
- perdite di efficienza dovute all'invecchiamento;

	Produzione [kWh/anno]
Campo da 2.500 kWp	4.674.250
Totale impianto da 26,226 MWp	49.034.752

Tab. 10.1 Produzione annua dell'impianto fotovoltaico "Semeraro" nel Comune di Mottola (TA)

L'installazione dell'impianto fotovoltaico permette di ridurre le emissioni di anidride carbonica per la produzione di elettricità; considerando un valore caratteristico della produzione termoelettrica italiana pari a 445,3 g di CO₂ emessa per ogni kWh prodotto (dati ISPRA 2021), si può stimare il quantitativo di emissioni evitate:

➤ **Emissioni di CO₂ evitate in un anno: 21.835,17 ton**

12. Normativa di riferimento

Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni:

- DL 81/2008: *Testo unico sulla salute e sicurezza sul lavoro*
- DM 37/08: *Dichiarazioni di conformità impianti*
- DM 19/05/2010: *Modifica degli allegati al DM 22 gennaio 2008, n. 37*
- DPR 151/2011: *Regolamento recante semplificazione della disciplina dei procedimenti relativi alla prevenzione incendi*

Per la progettazione e realizzazione degli impianti fotovoltaici:

- Legge 186/68: *Disposizione concernente la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici*
- DM 14 gennaio 2008: *Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni*
- Circ. 4 luglio 1996: *Istruzioni per l'applicazione delle "Norme tecniche relative ai criteri generali per la verifica di sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi"*
- CEI 0-2: *Guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici*
- CEI 0-3: *Guida per la compilazione della dichiarazione di conformità e relativi allegati per la legge n. 46/90*
- CEI 0-16: *Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica*
- CEI EN 61936-1: *Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a.*
- CEI EN 50522: *Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in corrente alternata*
- CEI 11-28: *Guida d'applicazione per il calcolo delle correnti di cortocircuito nelle reti radiali a bassa tensione*
- CEI 13-4;Ab: *Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica*
- CEI EN 60076-11: *Trasformatori di potenza Parte 1: Generalità*
- CEI EN 50588-1: *Trasformatori di media potenza a 50Hz, con U_{max} per l'apparecchiatura non superiore a 36kV Parte1: Prescrizioni generali*

- CEI-UNEL 35011;V2: *Cavi per energia e segnalamento Sigle di designazione*
- CEI EN 50618: *Cavi elettrici per impianti fotovoltaici*
- CEI-UNEL 3535;Ab3: *Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI-UNEL 357;Ab2: *Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V*
- CEI IEC 60287-1-1/A1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte1-1: Equazioni per il calcolo della portata di corrente (fattore di carico 100 %) e calcolo delle perdite – Generalità*
- CEI IEC 60287-3-1: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-1: Condizioni operative - Condizioni di riferimento del sito*
- CEI IEC 60287-3-2: *Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 3-2: Condizioni di servizio - Ottimizzazione economica della sezione del conduttore dei cavi*
- CEI 64-8: *Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua*
- CEI 64-8/7 sezione 712: *Sistemi fotovoltaici solari (PV) di alimentazione*
- CEI 81-3;Ab: *Valori medi del numero dei fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato dei Comuni d'Italia, in ordine alfabetico*
- CEI 82-25; V1-V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione*
- CEI EN 50524: *Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici*
- CEI EN 50461: *Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino*
- CEI EN 60099-1;Ab: *Scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-1/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*

- CEI EN 61439-3: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 61439-1: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 1: Regole generali*
- CEI EN 61439-6: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 6: Condotti sbarre*
- CEI EN 61439-3/EC: *Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) Parte 3: Quadri di distribuzione destinati ad essere utilizzati da persone comuni (DBO)*
- CEI EN 60445: *Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione - Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico*
- CEI EN 60529/EC: *Gradi di protezione degli involucri (codice IP)*
- CEI EN 60555-1: *Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili Parte 1: Definizioni*
- CEI EN 60904-1: *Dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente*
- CEI EN 60904-2: *Dispositivi fotovoltaici Parte 2: Prescrizioni per i dispositivi fotovoltaici di riferimento*
- CEI EN 60904-3: *Dispositivi fotovoltaici Parte 3: Principi di misura per dispositivi solari fotovoltaici (FV) per uso terrestre, con spettro solare di riferimento*
- CEI EN 60909-0: *Correnti di cortocircuito nei sistemi trifase in corrente alternata Parte 0: Calcolo delle correnti*

- CEI EN IEC 61000-3-2: *Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 3-2: Limiti - Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)*
- CEI EN 61215-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61215-1-1: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-1: Prescrizioni particolari per le prove di moduli fotovoltaici (FV) in silicio cristallino*
- CEI EN 61215-1-2: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-2: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in tellururo di cadmio (CdTe)*
- CEI EN 61215-1-3: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-3: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in silicio amorfo*
- CEI EN 61215-1-4: *Moduli fotovoltaici per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 1-4: Requisiti particolari per la prova dei moduli fotovoltaici (FV) a film sottile in seleniuro di rame-indio-gallio (CIGS) e in seleniuro di rame-indio (CIS)*
- CEI EN 61215-2: *Moduli fotovoltaici (FV) per applicazioni terrestri - Qualifica del progetto e omologazione del tipo Parte 2: Procedure di prova*
- CEI EN 61724: *Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati*
- CEI EN 61724-1: *Prestazioni dei sistemi fotovoltaici Parte 1: Monitoraggio*
- IEC 61727:2004 : *Photovoltaic (PV) systems - Characteristics of the utility interface*

- CEI EN IEC 61730-1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN IEC 61730-1/EC: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione*
- CEI EN 61730-2/A1: *Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove*
- CEI EN 61829: *Campo fotovoltaico (FV) - Misura in sito delle caratteristiche I-V*
- CEI EN 62053-21/A1: *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)*
- CEI EN 62053-23 (CEI 13-45): *Apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 23: Contatori statici di energia reattiva (classe 2 e 3)*
- CEI EN 62093 (CEI 82-24): *Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali*
- CEI EN 62108: *Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione. Qualifica del progetto e approvazione di tipo*
- CEI IEC/TS 62271-210: *Apparecchiatura ad alta tensione Parte 210: Qualificazione sismica per apparecchiatura prefabbricata con involucro metallico e con involucro isolante per tensioni nominali superiori a 1 kV fino a 52 kV compreso*
- CEI EN 62305-1: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-1/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 1: Principi generali*
- CEI EN 62305-2: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-2/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 2: Valutazione del rischio*
- CEI EN 62305-3: *Protezione contro i fulmini Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone*

- CEI EN 62305-4: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- CEI EN 62305-4/EC: *Protezione contro i fulmini Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture*
- IEC 60364-7-712:2017: *Low voltage electrical installations - Part 7-712: Requirements for special installations or locations - Solar photovoltaic (PV) power supply systems*
- UNI 10349: *Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.*
- Guida CEI 82-25;V2: *Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione*

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, purché vigenti, anche se non espressamente richiamate, si considerano applicabili.

Il Tecnico
Ing. Renato Pertuso

