

COMUNE DI CASTELLANETA

(Provincia di Taranto)

Realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione dell'energia elettrica Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località S. Andrea

Proponente

PIVEXO 10 S.r.l.

PIVEXO 10 S.r.l.
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA)
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168
P.IVA 03358040735, REA TA-210859
PEC: pivexo10@pec.it

Sviluppatore

 **Greenergy**

GREENERGY SRL
Via Stazione snc - 74011 Castellaneta (TA)
Tel +39 0998441860, Fax +39 0998445168
P.IVA 02599060734, REA TA-157230
www.greenergy.it, mail:info@greenergy.it

Elaborato RELAZIONE TECNICA ELETTRICA

Data

15/05/2024

Codice Progetto

G P - 4 5

Nome File GYIPX64_RelazioneTecnica_02
GYIPX64_ImpiantiDiUtenza_13

Codice Elaborato

P _ 0 1 _ B

Revisione

00

Foglio

A4

Scala

-

ORDINE INGEGNERI PROVINCIA TARANTO
Dott. Ing. **PERRONE Emanuel**
n° 3540
Sezione A
Settore: Industriale

00	Prima emissione	15/05/2024	Ing. Mariano Colagrande	Ing. Emanuel Perrone	PIVEXO 10 s.r.l
Rev.	Descrizione	Data	Redatto	Verificato	Approvato

SOMMARIO

INDICE DELLE FIGURE.....	2
INDICE DELLE TABELLE.....	2
1 INTRODUZIONE	3
2 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO	7
3 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI	14
3.1 Moduli fotovoltaici.....	14
3.2 Inverter.....	16
3.3 Trasformatore BT/MT.....	22
3.4 Cabina BT/MT di campo (Cabine di trasformazione).....	25
3.5 Servizi Ausiliari in bassa tensione.....	26
3.6 Cabina di Raccolta.....	26
4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE	27
4.1 Cavo BT in corrente continua.....	27
4.2 Verifica accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione.....	28
4.3 Cavo BT in corrente alternata.....	30
4.3.1 Portata dei cavi in regime permanente.....	30
5 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE	31
5.1 Cavo in Media Tensione.....	31
5.2 Dimensionamento dei cavi in Media Tensione.....	31
5.3 Tipi di installazione.....	32
5.4 Calcolo della portata effettiva.....	32
5.5 Dimensionamento e verifiche termiche.....	33
5.6 Verifica della massima corrente corto circuito sopportabile.....	33
5.7 Verifica della massima caduta di tensione.....	34
6 RETE DI TERRA	35
6.1 Descrizione della rete di terra.....	35
6.2 Collegamenti di terra per strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici.....	36
7 MISURE DI PROTEZIONE	36
7.1 Misure di protezione contro i contatti diretti.....	36
7.2 Misure di protezione contro i contatti indiretti Sistema in corrente continua (IT) e rete di terra.....	36
7.3 Sistema in corrente alternata (TN).....	37
7.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche.....	37
7.4.1 Fulminazione diretta.....	37
7.4.2 Fulminazione indiretta.....	37
8 MONTAGGIO COMPONENTI	38

9	COLLAUDI E MESSA IN SERVIZIO	38
9.1	Prove di tipo.....	38
9.2	Prove di accettazione in officina.....	39
9.3	Verifiche in cantiere.....	39
9.4	Prove di accettazione in sito.....	39
10	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	40

INDICE DELLE FIGURE

Figura 1 : Stralcio visura camerale del proponente.....	4
Figura 2: Inquadramento area di intervento all'interno del territorio comunale di Castellaneta (TA).....	5
Figura 3: Inquadramento dell'intervento su ortofoto.....	
Figura 4: Layout di impianto su ortofoto.....	6
Figura 5: Dati tecnici inverter.....	17
Figura 6 - Scheda Tecnica MVS 4480 LV.....	24
Figura 7 - Scheda Tecnica MVS 6400 LV.....	25

INDICE DELLE TABELLE

Tabella 1: Configurazione sottocampi/Cabine di Trasformazione.....	7
Tabella 2: Configurazione MPPT.....	18
Tabella 3: Dimensionamento cavo CC.....	Errore. Il segnalibro non è definito.
Tabella 4: Verifica tensioni di stringa.....	29
Tabella 5: Verifica corrente di stringa.....	29

1 INTRODUZIONE

Il presente documento costituisce la “Relazione Tecnica” relativa al progetto di un impianto agrivoltaico per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile solare tramite conversione fotovoltaica avente potenza nominale in Corrente Alternata (AC o CA) pari a 36 MW e potenza del Generatore Fotovoltaico in Corrente Continua (DC o CC) pari a 38,512 MWp. Il progetto fotovoltaico unito alle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) sarà denominato **“Santacroce”** ed è situato in agro del comune di Castellaneta.

L’impianto agrivoltaico sarà collegato tramite cavidotto interrato in Media Tensione (MT) alla Stazione di Elevazione Utenza 30/150 kV la quale a sua volta verrà collegata in antenna a 150 kV su di una futura Stazione Elettrica di Smistamento a 150 kV della RTN da inserire in entra-esce alla direttrice a 150kV denominata “Pisticci – Taranto N2”, previa realizzazione di:

- Nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN a 150 kV da collegare in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN “Pisticci – Taranto N2” e “Ginosa-Matera”;
- Potenziamento/Rifacimento della linea a 150 kV della RTN “Ginosa - Matera” nel tratto compreso tra la nuova SE succitata e la SE RTN a 380/150 kV di Matera;
- Potenziamento/Rifacimento della direttrice a 150 kV della RTN “Ginosa – Palagianò”.

TERNA S.p.A. ha rilasciato alla Società PIVEXO 10 SRL la “Soluzione Tecnica Minima Generale” sopra evidenziata ed identificata dal Codice Pratica 202401767 in data 14/05/2024.

Il soggetto proponente del Progetto **“Santacroce”** è la società PIVEXO 10 SRL, di cui si riportano nella seguente Figura 1 i principali:

Camera di Commercio Industria Artigianato e
Agricoltura di BRINDISI - TARANTO

Registro Imprese - Archivio ufficiale della CCIAA

In questa pagina e nei riquadri riassuntivi posti all'inizio di ciascun paragrafo, viene esposto un estratto delle informazioni presenti in visura che non può essere considerato esaustivo, ma che ha puramente uno scopo di sintesi

VISURA ORDINARIA SOCIETA' DI CAPITALE

PIVEXO 10 S.R.L.



F6BKMY

Il QR Code consente di verificare la corrispondenza tra questo documento e quello archiviato al momento dell'estrazione. Per la verifica utilizzare l'App RI QR Code o visitare il sito ufficiale del Registro Imprese.

DATI ANAGRAFICI

Indirizzo Sede legale	CASTELLANETA (TA) VIA STAZIONE SNC CAP 74011
Domicilio digitale/PEC	pivexo10@pec.it
Numero REA	TA - 210859
Codice fiscale e n.iscr. al Registro Imprese	03358040735
Partita IVA	03358040735
Forma giuridica	societa' a responsabilita' limitata
Data atto di costituzione	13/12/2022
Data iscrizione	23/12/2022
Data ultimo protocollo	01/03/2024
Amministratore Unico	VIVO VALENTINO Rappresentante dell'Impresa

Figura 1 : Stralcio visura camerale del proponente



Figura 2: Inquadramento area di intervento all'interno del territorio comunale di Castellaneta (TA)

In Figura 2, viene riportata l'ubicazione dell'area di intervento. La cartografia completa è consultabile all'allegato "CART_02 Inquadramento generale area di intervento" al presente progetto.

In Figura 3, si riporta uno stralcio del layout di impianto, consultabile in formato esteso alla "TAV_01_B Layout su ortofoto", allegata al presente progetto.



Figura 3: Layout di impianto su ortofoto

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

2 DESCRIZIONE TECNICA DELL'IMPIANTO

L'impianto è composto principalmente dai seguenti componenti:

- Moduli fotovoltaici in silicio monocristallino;
- Strutture metalliche di sostegno del tipo ad inseguimento monoassiale;
- Inverter decentralizzati (detti anche di stringa) per la conversione dell'energia da Corrente Continua (DC o CC) a Corrente Alternata (CA o AC);
- Trasformatori BT/MT
- Cabine di trasformazione
- Quadro AC in MT
- Cabina di raccolta
- Quadri servizi ausiliari
- Collegamenti in cavidotto in BT e MT;
- Cabina di manutenzione.

Il generatore fotovoltaico sviluppa una potenza in DC pari a 38,512 MWp, suddivisi in 6 sottocampi, afferenti ognuno ad una Stazione di trasformazione, a cui convergono le linee in BT in uscita dagli inverter collocati in ciascun sottocampo.

Le caratteristiche dimensionali dei 6 sottocampi sono riportate in forma tabellare qui di seguito:

Tabella 1: Configurazione sottocampi/Cabine di Trasformazione

N. INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
1	468	355,68	320	SOTTOCAMPO 1 MVS6400-LV
2	468	355,68	320	
3	468	355,68	320	
4	442	335,92	320	
5	442	335,92	320	
6	442	335,92	320	

N. INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
7	442	335,92	320	
8	442	335,92	320	
9	442	335,92	320	
10	442	335,92	320	
11	442	335,92	320	
12	442	335,92	320	
13	442	335,92	320	
14	442	335,92	320	
15	442	335,92	320	
16	442	335,92	320	
17	442	335,92	320	
18	442	335,92	320	
19	442	335,92	320	
20	442	335,92	320	
21	468	355,68	320	SOTTOCAMPO 2 MV6400-LV
22	468	355,68	320	
23	468	355,68	320	
24	468	355,68	320	
25	468	355,68	320	
26	468	355,68	320	
27	468	355,68	320	
28	468	355,68	320	
29	468	355,68	320	
30	468	355,68	320	
31	468	355,68	320	
32	442	335,92	320	

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

N. INVERTER	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
33	442	335,92	320	
34	442	335,92	320	
35	442	335,92	320	
36	442	335,92	320	
37	442	335,92	320	
38	442	335,92	320	
39	442	335,92	320	
40	442	335,92	320	
41	468	355,68	320	SOTTOCAMPO 3 MVS6400-LV
42	468	355,68	320	
43	468	355,68	320	
44	468	355,68	320	
45	468	355,68	320	
46	468	355,68	320	
47	468	355,68	320	
48	468	355,68	320	
49	468	355,68	320	
50	468	355,68	320	
51	468	355,68	320	
52	442	335,92	320	
53	442	335,92	320	
54	468	355,68	320	
55	442	335,92	320	
56	442	335,92	320	
57	442	335,92	320	

N. INVERTER				
	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
58	442	335,92	320	
59	442	335,92	320	
60	442	335,92	320	
61	468	355,68	320	<u>SOTTOCAMPO 4</u> MVS4480-LV
62	442	335,92	320	
63	442	335,92	320	
64	468	355,68	320	
65	468	355,68	320	
66	442	335,92	320	
67	442	335,92	320	
68	442	335,92	320	
69	442	335,92	320	
70	442	335,92	320	
71	442	335,92	320	
72	442	335,92	320	
73	442	335,92	320	
74	468	355,68	320	
75	468	355,68	320	
76	468	355,68	320	
77	442	335,92	320	
78	442	335,92	320	
79	442	335,92	320	
80	442	335,92	320	
81	442	335,92	320	
82	442	335,92	320	

N. INVERTER				
	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
83	442	335,92	320	
84	442	335,92	320	
85	442	335,92	320	
86	442	335,92	320	
87	442	335,92	320	
88	442	335,92	320	
89	442	335,92	320	
90	442	335,92	320	
91	442	335,92	320	
92	442	335,92	320	
93	442	335,92	320	
94	468	355,68	320	
95	468	355,68	320	
96	468	355,68	320	
97	468	355,68	320	
98	442	335,92	320	
99	442	335,92	320	
100	442	335,92	320	
101	442	335,92	320	
102	442	335,92	320	
103	442	335,92	320	
104	442	335,92	320	
105	442	335,92	320	
106	442	335,92	320	
107	442	335,92	320	

N. INVERTER				
	TOT MODULI	kWp DC	kW AC	N. SOTTOCAMPO
108	442	335,92	320	
109	442	335,92	320	
110	442	335,92	320	
111	442	335,92	320	
112	442	335,92	320	
113	234	177,84	160	
	50674	38512,24	36000	

Le cabine di trasformazione ed i relativi trasformatori sono dimensionati con un carico in ingresso pari a circa il 100 % della potenza nominale. Da ogni cabina di trasformazione verrà realizzato un collegamento in MT a 30 kV, fino alle due cabine di raccolta. Le cabine di raccolta delle due sezioni di impianto saranno collegate tra loro in entra-esci, per poter permettere il collegamento di un unico cavidotto verso la Stazione di Elevazione di Utenza, sita all'esterno dell'area impianto e più precisamente come evidenziato in Figura 2.

Qui di seguito si riporta tabella riassuntiva con indicazione della potenza sottesa a ciascuna della 6 Cabine di Trasformazione con relativo dimensionamento dei cavi di collegamento in MT tra una cabina di trasformazione e la sua successiva fino alla due cabine di Raccolta oltre al dimensionamento del cavo MT in uscita dalla seconda cabina di Raccolta verso la Stazione di Elevazione Utenza.

TRATTA (da ... a ...)		Potenza AC [kW] ² (ΣP_{inv})	Lungh. [m] ¹ (compres a di scorte)	Ib [A] Corrente nominale circuito	Sez. [mmq]	Tipo Cavo	N. terne trincea	ΔU %
CAB DI TRA 1	CAB DI TRA 2	6.400	500	126	185	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,08
CAB DI TRA 2	CAB DI TRA 3	12.800	740	322	185	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,23
CAB DI TRA 3	CAB DI TRA 4	19.200	500	377	185	ARE4H5EX 18/30 kV	2	0,12
CAB DI TRA 4	CAB DI RAC 1	23.360	510	459	185	ARE4H5EX 18/30 kV	2	0,15
CAB DI TRA 6	CAB DI TRA 5	6.240	130	123	185	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,02
CAB DI TRA 5	CAB DI RAC 2	12.640	70	248	185	ARE4H5EX 18/30 kV	1	0,02
CAB DI RAC 1	CAB DI RAC 2	23.360	2.020	459	185	ARE4H5EX 18/30 kV	2	0,6
CAB DI RAC 2	SSE	36.000	4.400	707	240	ARE4H5EX 18/30 kV	2	1,53

3 DESCRIZIONE DEI COMPONENTI

3.1 Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico scelto è realizzato in silicio monocristallino, costituito da 132 celle solari, del tipo bifacciale. Più in particolare il modulo fotovoltaico scelto per la realizzazione del progetto avrà classe di potenza pari a 760 Wp.

Le protezioni poste sul lato frontale e sul retro del modulo sono costituiti da un vetro temprato antiriflesso dello spessore di 2 mm, installato su cornice di supporto in alluminio anodizzato. Le scatole di connessione, installate sulla parte posteriore del modulo contengono la morsettiera con i diodi di bypass, i quali hanno la funzione di minimizzare la perdita di potenza dovuta ad eventuali fenomeni di ombreggiamento, e da cui partono i terminali di uscita, costituita da cavi precablati a connessione rapida. I dati tecnici sono riportati in Figura 5 e in Figura 6.

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-695TB-AG	695 W	39.8 V	17.47 A	47.7 V	18.44 A	22.4%	
Bifacial Gain**	5%	730 W	39.8 V	18.34 A	47.7 V	19.36 A	23.5%
	10%	765 W	39.8 V	20.18 A	47.7 V	20.28 A	24.6%
	20%	834 W	39.8 V	20.96 A	47.7 V	22.13 A	26.8%
CS7N-700TB-AG	700 W	40.0 V	17.51 A	47.9 V	18.49 A	22.5%	
Bifacial Gain**	5%	735 W	40.0 V	18.39 A	47.9 V	19.41 A	23.7%
	10%	770 W	40.0 V	20.22 A	47.9 V	20.34 A	24.8%
	20%	840 W	40.0 V	21.01 A	47.9 V	22.19 A	27.0%
CS7N-705TB-AG	705 W	40.2 V	17.55 A	48.1 V	18.54 A	22.7%	
Bifacial Gain**	5%	740 W	40.2 V	18.43 A	48.1 V	19.47 A	23.8%
	10%	776 W	40.2 V	20.27 A	48.1 V	20.39 A	25.0%
	20%	846 W	40.2 V	21.06 A	48.1 V	22.25 A	27.2%
CS7N-710TB-AG	710 W	40.4 V	17.59 A	48.3 V	18.59 A	22.9%	
Bifacial Gain**	5%	746 W	40.4 V	18.47 A	48.3 V	19.52 A	24.0%
	10%	781 W	40.4 V	20.32 A	48.3 V	20.45 A	25.1%
	20%	852 W	40.4 V	21.11 A	48.3 V	22.31 A	27.4%
CS7N-715TB-AG	715 W	40.6 V	17.63 A	48.5 V	18.64 A	23.0%	
Bifacial Gain**	5%	751 W	40.6 V	18.51 A	48.5 V	19.57 A	24.2%
	10%	787 W	40.6 V	20.36 A	48.5 V	20.50 A	25.3%
	20%	858 W	40.6 V	21.16 A	48.5 V	22.37 A	27.6%
CS7N-720TB-AG	720 W	40.8 V	17.67 A	48.7 V	18.69 A	23.2%	
Bifacial Gain**	5%	756 W	40.8 V	18.55 A	48.7 V	19.62 A	24.3%
	10%	792 W	40.8 V	20.41 A	48.7 V	20.56 A	25.5%
	20%	864 W	40.8 V	21.20 A	48.7 V	22.43 A	27.8%

* Under Standard Test Conditions (STC) of irradiance of 1000 W/m², spectrum AM 1.5 and cell temperature of 25°C. Measurement uncertainty: ±3 % (Pmax).

** 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.

Figura 5: Dati elettrici modulo fotovoltaico

MECHANICAL DATA

Specification	Data
Cell Type	TOPCon cells
Cell Arrangement	132 [2 x (11 x 6)]
Dimensions	2384 × 1303 × 33 mm (93.9 × 51.3 × 1.30 in)
Weight	37.8 kg (83.3 lbs)
Front Glass	2.0 mm heat strengthened glass with anti-reflective coating
Back Glass	2.0 mm heat strengthened glass
Frame	Anodized aluminium alloy
J-Box	IP68, 3 bypass diodes
Cable	4.0 mm ² (IEC), 10 AWG (UL)
Cable Length (Including Connector)	460 mm (18.1 in) (+) / 340 mm (13.4 in) (-) or customized length*
Connector	T6 (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2/XY, PV-KBT4-EVO2/XY (IEC 1500V) or PV-KST4-EVO2A/xy, PV-KBT4-EVO2A/xy (IEC 1500V)
Per Pallet	33 pieces
Per Container (40' HQ)	561 pieces

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

Figura 6: Caratteristiche di resistenza meccanica modulo fotovoltaico

3.2 Inverter

Per la configurazione di impianto è stata scelta una soluzione decentralizzata, con inverter della potenza nominale di 320 kW, con 12 MMPT con 2 ingressi ciascuno.

Con l'utilizzo di questa soluzione è possibile inseguire in maniera separata 12 punti di massima potenza (MPPT), evitando di utilizzare i quadri di parallelo in DC. Gli inverter saranno installati direttamente in campo, in corrispondenza delle stringhe servite.

In Figura sono riportati i dati tecnici dell'inverter.

Designazione	SG350HX
Ingresso (CC)	
Tensione fotovoltaica in ingresso max.	1500 V
Tensione fotovoltaica in ingresso min. / Tensione di avvio	500 V / 550 V
Tensione nominale in ingresso	1080 V
Intervallo tensione MPP	500 V – 1500 V
Intervallo di tensione MPP per potenza nominale	860 V – 1300 V
N. di MPPT	12 (Opzionale: 14/16)
Numero max. stringhe fotovoltaiche per MPPT	2
Corrente max. in ingresso	12 * 40 A (Opzionale: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Corrente di cortocircuito max.	60 A
Uscita (CA)	
Potenza CA massima in uscita alla rete	352 kVA @ 30 °C / 320 kVA @ 40 °C / 295 kVA @ 50 °C
Potenza CA nominale in uscita	320 kW
Corrente CA max. in uscita	254 A
Tensione CA nominale	3 / PE, 800 V
Intervallo tensione CA	640 – 920 V
Frequenza di rete nominale / Intervallo f frequenza di rete	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Distorsione armonica totale (THD)	< 3 % (alla potenza nominale)
Iniezione di corrente CC	< 0.5 % In
Fattore di potenza alla potenza nominale / regolabile	> 0.99 / 0.8 in anticipo – 0.8 in ritardo
Fasi di immissione / fasi di connessione	3 / 3
Efficienza	
Efficienza max. / Efficienza europea / Efficienza CEC	99.01 % / 98.8 % / 98.5 %
Protezione	
Protezione da collegamento inverso CC	Si
Protezione corto circuito CA	Si
Protezione da dispersione di corrente	Si
Monitoraggio della rete	Si
Monitoraggio dispersione verso terra	Si
Sezionatore CC / Sezionatore CA	Si / No
Monitoraggio corrente stringa fotovoltaica	Si
Funzione erogazione reattiva notturna (Q at night)	Si
Protezione anti-PID e PID-recovery	Opzionale
Protezione sovratensione	CC Tipo II / CA Tipo II
Dati Generali	
Dimensioni (L x A x P)	1136*870*361 mm
Peso	≤ 116 kg
Metodo di isolamento	Senza trasformatore
Grado di protezione	IP66 (NEMA 4X)
Consumo energetico notturno	< 6 W
Intervallo di temperature ambiente di funzionamento	-30 to 60 °C
Intervallo umidità relativa consentita (senza condensa)	0 – 100 %
Metodo di raffreddamento	Raffreddamento ad aria forzata intelligente
Altitudine massima di funzionamento	4000 m (> 3000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Comunicazione	RS485 / PLC
Tipo di collegamento CC	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , opzionale 10 mm ²)
Tipo di collegamento CA	Supporto terminali OT / DT (Max. 400 mm ²)
Conformità	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEEE1547, IEEEE1547.1, CSA C22.2 107.1-01-2001, California Rule 21, UL1699B, CEI 0-16
Supporto rete	Funzione erogazione potenza reattiva notturna (Q at night), LVRT, HVRT, controllo potenza attiva e reattiva, velocità rampa di potenza, Q-U e P-f

Figura 7: Dati tecnici inverter

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

La configurazione dei moduli in campo sugli MPPT degli inverter è stata eseguita in maniera da avere i carichi uniformemente ripartiti in ingresso ai trasformatori e, di conseguenza, nei vari sottocampi.

Si riporta in

Tabella 2 la distribuzione dei moduli sugli ingressi MPPT gestiti dall'inverter.

Tabella 2: Configurazione MPPT

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
1	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
2	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
3	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
4	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
5	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
6	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
7	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
8	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
9	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
10	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
11	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
12	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
13	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
14	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
15	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
16	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
17	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
18	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
19	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
20	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
21	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
22	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
23	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
24	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
25	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
26	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
27	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
28	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
29	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
30	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
31	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
32	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
33	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
34	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
35	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
36	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
37	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
38	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
39	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
40	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
41	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
42	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
43	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
44	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
45	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
46	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
47	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
48	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
49	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
50	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
51	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
53	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
54	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
55	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
56	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
57	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
58	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
59	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
60	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
61	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
62	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
63	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
64	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
65	52	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
66	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
67	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
68	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
69	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
70	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
71	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
72	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
73	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
74	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
75	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
76	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
77	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
78	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
79	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
80	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
81	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
82	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
83	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
84	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
85	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
86	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
87	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
88	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
89	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
90	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
91	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
92	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
93	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
94	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
95	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
96	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320
97	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	468	355,68	320

Progetto per la realizzazione di un impianto agrivoltaico PNRR della potenza nominale in DC di 38,512 MWp denominato "Santacroce" e delle relative opere di connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) in zona agricola del Comune di Castellaneta (TA) in località "S. Andrea"

N. INVERTER	N. MODULI PER MPPT												TOT MODULI	kWp DC	kW AC
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
98	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
99	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
100	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
101	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
102	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
103	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
104	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
105	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
106	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
107	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
108	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
109	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
110	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
111	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
112	52	52	52	52	52	26	26	26	26	26	26	26	442	335,92	320
113	26	26	26	26	26	26	26	26	26				234	177,84	160
													50674	38512,24	36000

3.3 Trasformatore BT/MT

La trasformazione BT/MT avviene attraverso sei trasformatori, isolati in olio.

Dei sei trasformatori, cinque di questi sono di taglia 6.400 kVA ed uno da 4.480 kVA.

Tali trasformatori sono dislocati all'interno di altrettante Cabine di Trasformazione, situate lungo il perimetro dell'impianto in prossimità della viabilità interna di campo.

Qui di seguito si riportano le caratteristiche costruttive di ognuna delle due tipologie di trasformatore.

Trasf. da 6.400 kVA (MVS6400-LV) – n°5

Potenza massima trasformatore:	7.040 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	6.400 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (10 - 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11y11

Trasf. da 4480 kVA (MVS4480-LV)

Potenza massima trasformatore:	4928 kVA @30°C
Potenza nominale trasformatore:	4480 kVA @40°C
Livelli di tensione BT/MT:	0,8 kV / (20 - 35) kV
Tipo di collegamento:	Dy11

Nel seguito in Figura e Figura vengono riportati estratti delle schede tecniche della Cabine di Trasformazione afferenti ai rispettivi trasformatori.

Type designation	MVS3200-LV	MVS4480-LV
Transformer		
Transformer type	Oil immersed	
Rated power	3200 kVA @ 40 °C	4480 kVA @ 40 °C
Max. power	3520 kVA @ 30 °C	4928 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11	
LV / MV voltage	0.8 kV / 20 – 35 kV	
Maximum input current at nominal voltage	2540 A	3557 A
Frequency	50 Hz / 60 Hz	
Tapping on HV	0, ±2*2.5%	
Efficiency	≥99%	
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)	
Impedance	7% (±10%)	8% (±10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)	
Winding material	Al / Al	
Insulation class	A	
MV Switchgear		
Insulation type	SF6	
Rate voltage	24 – 36 kV	
Rate current	630 A	
Internal arcing fault	IAC AFL 20kA/1s	
Qty. of feeder	3 feeders	
LV Panel		
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 1 pcs	
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 10 pcs	260 A / 800 Vac / 3P, 14 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 30 pcs	400 A / 800 Vac / 1P, 42 pcs
Protection		
AC input protection	FUSE+Disconnecter	
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure	
Relay protection	5Q/5L50N/51N	
LV overvoltage protection	AC Type II (optional: AC Type I + II)	
General Data		
Dimensions(W*H*D)	6058*2896*2438 mm	
Approximate weight	15 T	17 T
Operating ambient temperature range	-20 to 60 °C (optional: -30 to 60 °C)	
Auxiliary power supply	5 kVA / 400 V (optional: max. 40 kVA)	
Degree of protection	IP54	
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 95 %	
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)	
Communication	Standard: RS485, Et her net; Optional: optical fiber	
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1	

Figura 8 - Scheda Tecnica MVS4480-LV

Type designation	MVS6400-LV
Transformer	
Transformer type	Oil immersed
Rated power	6400 kVA @ 40 °C
Max. power	7040 kVA @ 30 °C
Vector group	Dy11y11
LV / MV voltage	0.8 - 0.8 kV / 10 - 35 kV
Maximum input current at nominal voltage	2540 A * 2
Frequency	50 Hz / 60 Hz
Tapping on HV	0, ± 2 * 2.5 %
Efficiency	≥ 99 %
Cooling type	ONAN (Oil Natural Air Natural)
Impedance	8 % (± 10%)
Oil type	Mineral oil (PCB free)
Winding material	Al (Option:Cu)
Insulation class	A
MV switchgear	
Insulation type	SF6
Rate voltage	24 kV - 36 kV
Rate current	630 A
Internal arcing fault	IAC AFL 20 kA / 1s
Qty. of feeder	3 feeders
LV panel	
Main switch specification	4000 A / 800 Vac / 3P, 2 pcs
Disconnecter specification	260 A / 800 Vac / 3P, 20 pcs
Fuse specification	400A / 800 Vac / 1P, 60 pcs
Protection	
AC input protection	FUSE+Disconnecter
Transformer protection	Oil-temperature, oil-level, oil-pressure
Relay protection	50/51, 50N/51N
LV overvoltage protection	AC Type II (Optional: AC Type I + II)
General data	
Dimensions (W*H*D)	6058 mm * 2896 mm * 2438 mm
Approximate weight	22 T
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Auxiliary transformer supply	5 kVA / 400 V (Optional: max. 40 kVA)
Degree of protection	IP54
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 - 95 %
Operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	IEC 60076, IEC 62271-200, IEC 62271-202, IEC 61439-1, EN50588-1

Figura 9 - Scheda Tecnica MVS 6400 LV

3.4 Cabina BT/MT di campo (Cabine di trasformazione)

A valle di ciascun trasformatore sono previsti:

- un interruttore MT a 30kV – 16kA;
- un sezionatore MT a 30 kV per la gestione della apertura della linea con le relative protezioni, per le cabine di inizio linee MT;
- due sezionatori MT a 30 kV per la gestione delle aperture delle linee con le relative protezioni, per le cabine intermedie delle linee MT.

Il Quadro MT sarà composto in lamiera zincata ed elettro-zincata/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: 31,5 kA per 3 sec;
- Corrente nominale: 2500 A.

3.5 Servizi Ausiliari in bassa tensione

All'interno di ogni cabina di trasformazione è alloggiato un trasformatore della potenza opzionabile fino a 40 kVA per alimentare i servizi ausiliari

Caratteristiche tecniche:

- potenza nominale (max) : 40 kVA
- tensione primaria: 800±2x2.5% kV
- tensione secondaria: 400 V
- gruppo vettoriale: Yyn11
- tensione di corto circuito: 4%

I servizi ausiliari di ciascuna delle 6 Cabine di Trasformazione saranno alimentati dalla partenza dedicata a tali servizi presente nelle stesse. I servizi ausiliari presenti nella Cabina di Raccolta verranno invece alimentati attraverso un quadro dedicato in BT, che prende l'alimentazione direttamente da un trasformatore MT/BT 30/0,4 kV presente sempre in cabina di raccolta e con potenza pari a 50 kVA.

3.6 Cabina di Raccolta

All'interno dell'impianto fotovoltaico saranno disposte due cabine di raccolta, una per ogni sezione di impianto, cui giungeranno i cavi in MT da ciascuna delle sei cabine di trasformazione. Alla Cabina di Raccolta n°1 verranno collegate le Cabine di Trasformazione dalla n°1 alla n°4. Dalla Cabina di Raccolta n°1 partirà un cavidotto in MT a 30KV verso la Cabina di Raccolta n°2, che a

sua volte vedrà su di essa collegate le Cabine di Trasformazione n°5 e n°6 oltreché il Cavidotto in MT proveniente dalla Cabina di Raccolta n° 1. All'interno delle Cabine di Raccolta verranno alloggiati anche i trasformatori MT/BT di alimentazione degli ausiliari delle stesse Cabine.

4 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN BASSA TENSIONE

Tutti i collegamenti in corrente continua e corrente alternata da realizzare a valle dei trasformatori saranno in bassa tensione.

4.1 Cavo BT in corrente continua

Per i collegamenti in corrente continua, costituiti dai cablaggi di stringa, si prevede l'utilizzo di cavo solare HIZ2Z2-K. Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Tipologia cavo: HIZ2Z2-K
- Tensione Massima: 1800 V – 1200 V
- Temperatura massima: 90 °C in condizioni di esercizio normali, 250 °C in condizioni di corto circuito
- Sezione: 6/10 mmq

La sezione è stata dimensionata sulla lunghezza del percorso più sfavorito, in maniera da garantire una caduta di tensione inferiore al 2 %.

Per la verifica del sovraccarico per la parte in corrente continua, 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.

Risulta quindi verificata la relazione:

$$I_b \leq I_N \leq I_z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

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 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.

4.2 Verifica accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione

La composizione elettrica delle stringhe di moduli, per il corretto accoppiamento tra campo fotovoltaico e sistema di conversione, deve essere tale da rispettare la finestra di tensioni di connessione/disconnessione dell'inverter, al fine di massimizzare le prestazioni dell'impianto ed evitare disconnessioni in momenti potenzialmente produttivi, considerando che la tensione ai capi di ogni stringa di moduli varia proporzionalmente al variare della temperatura dei moduli, scostandosi anche sensibilmente rispetto alle condizioni STC (Standard Test Conditions), rappresentate da una temperatura dei moduli fotovoltaici di 25 °C e da un irraggiamento sul piano degli stessi di 1000 W/mq. Inoltre, la tensione a circuito aperto di ogni stringa deve essere inferiore a quella massima sopportabile dall'inverter.

Pertanto devono essere verificate le seguenti condizioni:

$$V_{\min} > V_{\text{inv MPPT min}}$$

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

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

Dove:

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

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

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

V_{oc} , Tensione di circuito aperto dalle stringhe fotovoltaiche

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

Allo stesso modo deve essere verificato che:

$$I_{cc\ max} < I_{inv\ max}$$

Dove:

$I_{inv\ max}$, Corrente massima di ingresso dell'inverter

I_{cc} , Corrente di corto circuito delle stringhe fotovoltaiche

In Tabella 3 e Tabella 4 sono riportate le verifiche condotte secondo quanto appena esposto.

Come si può evincere, le configurazioni di stringa scelte sono compatibili con i valori di tensione e corrente dell'inverter.

Tabella 3: Verifica tensioni di stringa

Verifica Tensione						
n. Moduli (stringa)	V min	V max	Voc max	V inv MPPT max	V inv MPPT min	V inv max
26	895	1240	1480	1300	860	1500

Tabella 4: Verifica corrente di stringa

Corrente		
n. Moduli (MPPT)	I sc max	I inv max
26	40,0	40,0

4.3 Cavo BT in corrente alternata

Per i collegamenti in BT in corrente alternata, che collegheranno gli inverter alle cabine di trasformazione, si prevede l'utilizzo di una terna di cavi unipolari ARG16R16, di cui si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Tipologia cavo: ARG16R16
- Tensione nominale: 0.6/1 kV
- Temperatura massima: 90 °C
- Sezioni previste: 185 mmq, 150 mmq, 120 mmq, 95 mmq, 70 mmq.

4.3.1 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:

$$I_b \leq I_n \leq I_z \quad \text{e} \quad I_f \leq 1,45 I_z$$

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.

5 COLLEGAMENTI ELETTRICI IN MEDIA TENSIONE

5.1 Cavo in Media Tensione

Per il collegamento in MT all'interno del campo fotovoltaico si prevede l'utilizzo di cavo in Alluminio cordati ad elica.

Si riportano di seguito le caratteristiche tecniche:

- Cavo per posa interrata: ARE4H5EX
- Materiale del conduttore: Alluminio
- Temperatura massima: 90 °C in condizioni di esercizio normali
- 250 °C in condizioni di corto circuito
- Sezione: da 185 mmq a 240 mmq
- Tensioni di riferimento 18/30 kV
- Tensione nominale 30 kV
- Tensione nominale massima di impiego 36 kV

5.2 Dimensionamento dei cavi in 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 1,2 m di profondità;
- resistività termica massima del terreno: 1 K m/W.

Per il dimensionamento dei cavi è utilizzata la corrente di impiego della conduttura. 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 delle condutture (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.

5.3 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 multipolari interrati nel terreno: tipo di installazione "L-M1-M2" per la Norma CEI 11-17, con terne separate da una distanza pari al diametro esterno del cavo.

5.4 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 sottoindicata 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:

K_1 coefficiente di correzione della temperatura ambiente (la temperatura ambiente è da intendersi come la temperatura riferita all'ambiente di posa);

K_2 coefficiente di correzione per profondità di posa;

K_3 coefficiente di correzione per resistività del terreno diversa da $1 \text{ m } ^\circ\text{K}/\text{W}$;

K_4 coefficiente di correzione per presenza di conduttori adiacenti;

L'effettiva portata di un cavo sarà:

$$I'_z = I_z * K_1 * K_2 * K_3 * K_4$$

5.5 Dimensionamento e verifiche termiche

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 miscela di polietilene reticolato;
- tensione di riferimento 18/30 kV;
- portata teorica dei cavi;
- coefficienti di declassamento della portata in funzione delle condizioni di posa.

5.6 Verifica della massima corrente 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 miscela elastomerica reticolata di qualità HEPR la massima temperatura ammessa al termine del corto circuito è di 250 °C.

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

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 (12,5 kA).

La corrente può essere determinata con la seguente formula:

$$I_{cc} = k \cdot S / \sqrt{t}$$

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 300 °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.

5.7 Verifica della massima caduta di tensione

La massima caduta di tensione ammissibile riferita, alla tensione nominale di funzionamento della conduttura per ogni tipo di alimentazione, è il 2 %

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:

$$\Delta V = K I L x (R_L \cos\varphi + X_L \sin\varphi)$$

nella quale:

L, lunghezza della linea espressa in km;

I, corrente di impiego o corrente di taratura espressa in A;

R_L, resistenza (a 80°) della linea nell'unità di lunghezza;

X_L, reattanza della linea nell'unità di lunghezza;

cosφ, fattore di potenza;

k, 1,73 per linee trifasi.

Per i collegamenti in MT le cadute di tensione calcolate secondo la suddetta formula risultano essere ben al di sotto del 2%, per cui possono ritenersi trascurabili.

6 RETE DI TERRA

Il sistema di terra comprende le maglie interrata intorno alle cabine, i collegamenti tra le cabine e i collegamenti equipotenziali per la protezione dai contatti indiretti.

L'estensione della rete di terra, realizzata con corda di alluminio interrata 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 in rame nudo interrata.

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 BT/MT, a loro volta messi a terra.

6.1 Descrizione della rete di terra

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

- Conduttori di terra:
 - Cavo unipolare ARG16R16 sezione 25 mmq per la messa a terra delle carcasse degli inverter e delle strutture metalliche
 - Cavo unipolare ARG16R16 sezione 95 mmq, 70 mmq
 - Conduttore nudo in rame per la maglia di terra delle cabine
- picchetti dispersori a croce in acciaio zincato da 2 m, con i relativi pozzetti di ispezione in plastica, eventualmente da prevedere

I conduttori di terra, ove prescritto, devono essere interrati appena possibile. Le connessioni elettriche interrata 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.

6.2 Collegamenti di terra per strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici

Ciascuna struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici deve essere collegata ai picchetti mediante una corda di alluminio da 25 mmq. 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.

7 MISURE DI PROTEZIONE

7.1 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.

7.2 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 mediante il 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.

7.3 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.

7.4 Misure di protezione contro gli effetti delle scariche atmosferiche

7.4.1 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.

7.4.2 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 di ciascuna stringa fotovoltaica e i morsetti lato continua degli inverter devono essere protetti con scaricatori di sovratensione.

8 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 degli inverter;
- Posa in opera della Cabina di trasformazione BT/MT.

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 BT/MT;
- 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, quadro Servizi ausiliari BT
- Posa dei cavi delle linee della rete elettrica esterna di distribuzione in MT, mediante gli appositi cavidotti.

9 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.

9.1 Prove di tipo

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.

9.2 Prove di accettazione in officina

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.

9.3 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".

9.4 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

8. Prova di isolamento verso terra

9. Misura della resistenza di isolamento del sottocampo fotovoltaico

10. Misura delle tensioni e delle correnti del sottocampo fotovoltaico

11. Verifica degli strumenti di misura

10 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

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"
- EI 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: Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 60076-11: Trasformatori di potenza Parte 11: Trasformatori di tipo a secco
- 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 450/750V
- CEI IEC 60287-1-1/A1: Cavi elettrici - Calcolo della portata di corrente Parte 1-1: 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: 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 61439-3: 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)
- EI 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 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 61212-1-2: 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 61212-1-3: 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 61212-1-4: 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 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: Apparat 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): Apparat 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 62305-2: 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
- 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: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di media e bassa tensione.


REPUBBLICA ITALIANA
MINISTERO DELL'INTERNO
CA39499GX

CARTA DI IDENTITÀ / IDENTITY CARD
 COMUNE DI / MUNICIPALITY
 LATERZA



COGNOME / SURNAME
PERRONE
 NOME / NAME
EMANUEL
 LUOGO E DATA DI NASCITA
PLACE AND DATE OF BIRTH
CASTELLANETA (TA) 21.08.1992
 SESSO / SEX
M
 STATURA / HEIGHT
173
 EMISSIONE / ISSUING
17.08.2020
 FIRMA DEL TITOLARE
HOLDER'S SIGNATURE


CITTADINANZA
NATIONALITY
ITA
 SCADENZA / EXPIRY
21.08.2030
693363

AC 2014 

 REPUBBLICA ITALIANA
TESSERA SANITARIA
 CARTA REGIONALE DEI SERVIZI

Codice Fiscale **PRRMNL92M21C136E** Sesso **M**
Cognome **PERRONE**
Nome **EMANUEL**
Luogo di nascita **CASTELLANETA**
Data di scadenza **06/04/2022** **Provincia** **TA**
Data di nascita **21/08/1992**



Dati sanitari regionali
REGIONE PUGLIA

