

TAV.

0.14

REVISIONI	N.	DATA	DESCRIZIONE	ELABORATO	VERIFICATO	APPROVATO
	00	4/06/2021	PRIMA EMISSIONE	SCM Ingegneria	SCM Ingegneria	Portelli S.R.L.

NOME FILE	CODIFICA DELL'ELABORATO
FV252627-PD_A_0.14_Dimens_MT_BT	PROGETTO DEFINITIVO
DOCUMENTO N°	TITOLO
FV252627-PD_A_0.14_TAV_r00	COMUNE DI MISILISCEMI (TP) - c.de Ballottella - Portelli Impianto Agrovoltaiico di 17.97 MWp denominato PORTELLI RELAZIONE DI CALCOLO E DIMENSIONAMENTO RETE MT E BT
SCALA CAD	FORMATO
1 unità =	A4
SCALA	FOGLIO
	/

COMMITTENTE

gncr
ITALIA
HOLDING

PORTELLI SRL

Questo documento contiene informazioni di proprietà Portelli s.r.l. e deve essere utilizzato esclusivamente dal destinatario in relazione alle finalità per le quali è stato ricevuto. E' vietata qualsiasi forma di riproduzione o di divulgazione senza l'esplicito consenso di Portelli s.r.l.

This document contains information proprietary to Portelli s.r.l. and it will have to be used exclusively for the purposes for which it has been furnished. Whichever shape of spreading or reproduction without the written permission of Portelli s.r.l is prohibit.

PROJECT EXECUTION

I TECNICI



Via C. del Croix, 55

72022 Latiano BR

Mail: info@scmingegneria.it

Tel : +39 0831 728955

INDICE

1.	INTRODUZIONE	3	
2.	INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROGETTO	4	
2.1.	Campo fotovoltaico		6
2.2.	Progetto di connessione		6
3.	DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO	8	
3.1.	Impianto: centrale FV denominato Portelli		8
3.2.	Generatore fotovoltaico		8
3.3.	Tipologia dei pannelli fotovoltaici		11
	3.3.1.Installazione dei pannelli fotovoltaici	13	
3.4.	Quadri di campo		15
3.5.	Inverter, sistema di conversione DC/AC		15
4.	STAZIONE ELETTRICA UTENTE	18	
4.1.	Apparecchiature AT		18
4.2.	Trasformatore AT/MT		19
4.3.	Quadro MT		20
5.	SISTEMI DI PROTEZIONE	21	
5.1.	Impianto di messa a terra		21
5.2.	Misure di protezione e sicurezza		21
5.3.	Misure di protezione contro i contatti diretti		22
5.4.	Misure di protezione contro i contatti indiretti		22
5.5.	Misure di protezione dalle scariche atmosferiche		22
6.	Sistemi Ausiliari	22	
6.1.	Sistema di sicurezza e sorveglianza		22
6.2.	Sistema di monitoraggio e controllo		23
6.3.	Sistema di illuminazione e forza motrice		25
7.	CAVI ELETTRICI E CANALIZZAZIONI	26	
8.	DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI	27	
8.1.	Riferimenti normativi		27
8.2.	Dimensionamento dei conduttori di neutro e di protezione		28
8.3.	Calcolo della temperatura dei cavi		28
8.4.	Calcolo delle correnti di corto circuito		29
8.5.	Sezioni dei collegamenti stringhe - quadro sottocampo		30
8.6.	Sezioni dei collegamenti quadri di sottocampo - Inverter		33
8.1.	Sezioni dei collegamenti in MT		37
9.	NORMATIVA	39	
10.	DEFINIZIONI	43	

1. INTRODUZIONE

Con il Decreto Legislativo 29 dicembre 2003, n. 387, il Parlamento Italiano ha proceduto all'attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.

Il Progetto è compreso tra le tipologie di intervento riportate nell'Allegato I-bis alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. n. 152 del 3/4/2006 (cfr. 2c) – “impianti fotovoltaici per la produzione di energia elettrica con potenza complessiva superiore a 10 MW” (fattispecie aggiunta dall'art. 31, comma 6, della legge n. 108 del 2021) - pertanto rientra tra le categorie di opere da sottoporre alla procedura di Valutazione d'Impatto Ambientale di competenza delle Statali. I progetti di cui all'Allegato I-bis alla Parte II, comma 2 del D.Lgs. n. 152 concorrono al raggiungimento degli obiettivi fissati dal Piano nazionale integrato per l'energia e il clima (PNIEC), predisposto in attuazione del Regolamento (UE) 2018/1999 e le opere ad essi connesse costituiscono interventi di pubblica utilità, indifferibili e urgenti.»;

La presente relazione è finalizzata al dimensionamento della rete in BT interna all'impianto e quella MT tra le PowerStation e per la connessione alla SSE.

Si precisa che le caratteristiche tecniche degli elementi di seguito descritti, potrebbero subire delle modifiche nella fase di progettazione successiva (fase esecutiva), in virtù dell'introduzione sul mercato di prodotti tecnologicamente più avanzati.

Dati sintetici d'impianto:

Tipologia: Progetto impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare fotovoltaica.

Proponente: Portelli s.r.l.

Indirizzo: Via Buonarroti 39, 20145 Milano

Partita IVA: 11944650966 - CCIAA Milano REA MI – 2632450

PEC: portellisrl@legalmail.it

Ubicazione: Comune di Misiliscemi (TP)

Potenza complessiva in immissione: 17,97 MW.

Nome del progetto dell'impianto fotovoltaico: Impianto fotovoltaico “PORTELLI”.

2. INQUADRAMENTO GENERALE DEL PROGETTO

2.1. Inquadramento geografico e territoriale

L'area oggetto dell'intervento progettuale ricade nel territorio comunale di Misiliscemi(TP) tra le contrade Ballottella e Portelli, in una porzione di territorio che è già stato del Comune di Trapani, frazione Rilievo.

Essa si trova ad una distanza media di circa 15 Km a Nord-Est dal centro abitato Marsala , 8 km in direzione Sud-Sud-Est rispetto al nucleo urbano di Paceco, a 13 km in direzione Sud-Sud-Est rispetto al centro abitato di Trapani e a 23 km in direzione Nord-Ovest rispetto al centro abitato del comune di Salemi.

I dati geografici di riferimento dell'impianto, sono:

- Latitudine = 37°54'5.57"
- Longitudine = 12°34'45.04"E
- Altitudine media = 90 m s.l.m.

Dal punto di vista cartografico l'area si localizza all'interno delle seguenti cartografie:

- I.G.M. n° 257 IV SE alla scala 1:25000 denominata "Borgo Fazio"
- Carta Tecnica Regionale CTR, della Sicilia in scala 1:10.000; si estende in un'area a cavallo tra le sezioni :
 - n° 605070 - "Marausa";
 - n° 605080 - "Baglio Borromia";
 - n° 605110 - "Case Granatello";
 - n° 605120 - "Ponte della Cuddia";



Fig. 1- Inquadramento generale con evidenziata l'area di progetto

Catastalmente l'impianto ricade nei Fogli di mappa 79 E 95 del Comune di Misiliscemi per una superficie nominale complessiva pari a circa Ha 46,32.

Il sito è prospiciente la S.P. 48, la via Portelli” e la strada D’Altavilla Adragna.

La Strada S.P. 48 Ballotta - Ballottella - Marcanza: si estende Strada statale 115 Sud Occidentale Sicula, a 5 km in direzione ovest, alla SP35, a circa 1,5 km in direzione sud.

La Strada Statale 115 che a sua volta si collega a circa 5 km in direzione nord alla E933-A29.

La S.P. 35 Ballotta - Fulgatore – Casale si collega alla Strada statale S 115, a circa 5,5 km ovest, e alla E933-A29, a circa 12 km in direzione est in località Fulgatore

Attraverso queste strade il sito è ben collegato al sistema infrastrutturale regionale, tra cui gli aeroporti di Palermo e Trapani, nonché il porto di Trapani.

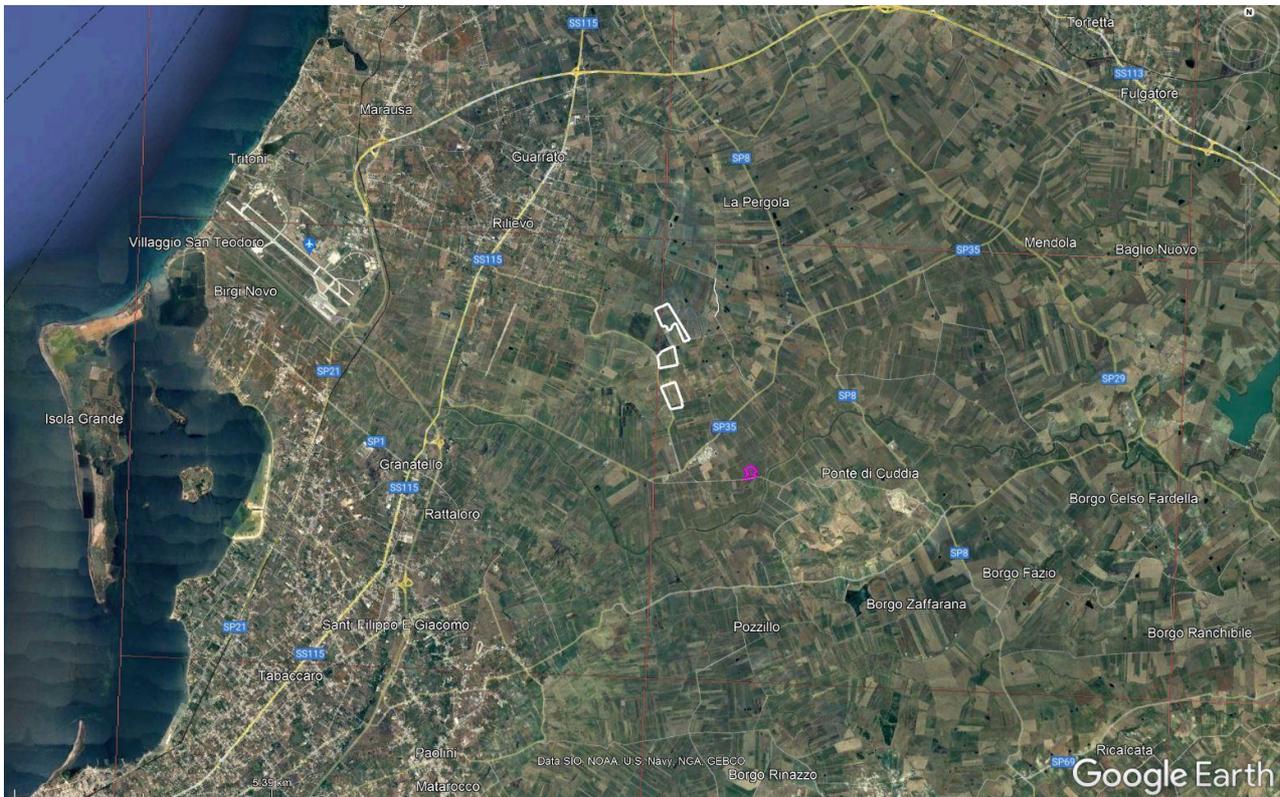


Fig. 2 - Inquadramento territoriale impianto FV "Portelli"



Fig. 3 - Vista a volo d'uccello are impianto FV "Portelli"

2.2. Campo fotovoltaico

Il progetto prevede l'installazione di n. 25.860 moduli tipo JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD. serie JW-HD132N di potenza di picco pari a 695 Wp, in silicio-monocristallino, connessi in 862 stringhe da 30 moduli cadauna.

La potenza alle condizioni STC (irraggiamento dei moduli di 1000 W/m² a 25°C di temperatura) risulta essere:

$$P_{STC} = P_{MODULO} \times N^{\circ}MODULI = 695 \times 25860 = 17.972,70 \text{ kWp}$$

per una produzione di energia annua pari a 32.026.239,54 kWh (equivalente a 1.781,94 kWh/kW).

L'impianto è distribuito in tre aree contigue, contrassegnati come FV25, FV26 e FV27, separate da strade comunali o trazzere.

I moduli sono affiancati in orizzontale, in configurazione 1V, su strutture di supporto appartenenti alla tipologia Tracker mono-assiale, con asse di rotazione in sviluppo longitudinale lungo l'asse Nord-Sud, e con esposizione dei moduli Est - Ovest.

L'inclinazione delle vele varia durante l'arco della giornata, da 0° a 60° rispetto all'orizzontale, in funzione dell'orbita solare.

L'ancoraggio delle strutture al terreno sarà affidato ad un sistema di pali in acciaio, infissi tramite battitura, o trivellazione, a profondità variabili in funzione delle caratteristiche geomorfologiche e geotecniche del substrato.

2.3. Progetto di connessione

Il progetto di connessione, associato al cod. pratica TERNA n. 202001607, prevede che la centrale FV “Portelli” venga collegata in antenna a 220 kV con una nuova stazione elettrica di smistamento (SE) a 220 kV della RTN, da inserire in entra - esce sulla linea RTN a 220 kV “Fulgatore - Partanna”, previa:

- realizzazione del nuovo elettrodotto RTN 220 kV “Fulgatore – Partinico”, di cui al Piano di Sviluppo Terna;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Fulgatore, previo ampliamento della stessa;
- realizzazione di un nuovo elettrodotto a 220 kV di collegamento dalla stazione di cui sopra con la stazione 220/150 kV di Partanna, previo ampliamento della stessa.

L’elettrodotto in antenna a 220 kV per il collegamento dell’impianto alla citata stazione di smistamento costituisce **impianto di utenza** per la connessione, mentre lo stallo arrivo a 220 kV nella medesima stazione costituisce **impianto di rete** per la connessione.

3. DESCRIZIONE DELL'IMPIANTO

3.1. Impianto: centrale FV denominato Portelli

L'impianto, denominato "centrale FV denominata PORTELLI" (codice pratica TERNA -202001607-) è di tipo grid-connected, la tipologia di allaccio è: trifase in AT (Alta tensione).

Ha una potenza totale pari a **17.972,700** kW e una produzione di energia annua pari a **32.026.239,54** kWh (equivalente a 1.781,94 kWh/kW), derivante da 25.860 moduli che occupano una superficie di 80 321.16 m².

3.2. Generatore fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico costituito da moduli tipo **JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD. serie JW-HD132N** di potenza di picco pari a 695 Wp, in silicio-monocristallino sarà diviso in 15 campi:

- i campi 1, 2 e 3 saranno costituiti da inverter SMA SOLAR TECHNOLOGY serie Sunny Central UP, modello Sunny Central 2660 UP della potenza di 2667 kWp cadauno; ad ogni inverter aventi ciascuno 1 MPPT andranno collegati 33 stringhe, ognuno costituita da 30 moduli in serie. Ciascun inverter sarà connesso ai relativi quadri di sottocampo in BT distribuiti sul campo. Le uscite in corrente alternata a 600V saranno collegate ai primari di trafo in resina epossidica da 3500 kVA cadauno, con secondario a 30000V (Trasformatore elevatore).

Parametri elettrici		
Numero stringhe	N°	133
Potenza nominale sottocampo	Wp	2.773.050
Tensione nominale in a.c.	V	600
Corrente alla max potenza in.a.c.	A	2.668
Corrente di corto circuito	A	3.119

- il campo 4 è costituito da inverter SMA SOLAR TECHNOLOGY serie Sunny Central EV, modello Sunny Central 2800 UP della potenza di 2800 kWp, avente 1 MPPT a cui andranno collegati 175 stringhe, ognuno costituito da 30 moduli in serie. L'inverter sarà connesso ai relativi quadri di sottocampo in BT distribuiti sul campo. L'uscita in corrente alternata a 600V sarà collegata al primario del trafo in resina epossidica da 4500 kVA, con secondario a 30000V (Trasformatore elevatore).

Parametri elettrici		
Numero stringhe	N°	175
Potenza nominale sottocampo	Wp	3.648.750
Tensione nominale in a.c.	V	600
Corrente alla max potenza in.a.c.	A	3.511
Corrente di corto circuito	A	4.104

- il campo 5 è costituito da 1 inverter SMA SOLAR TECHNOLOGY serie Sunny Central UP, modello Sunny Central 2660 UP della potenza di 2667 kWp, avente 1 MPPT a cui andranno collegati 152 stringhe, ognuno costituito da 30 moduli in serie. L'inverter sarà connesso ai relativi quadri di sottocampo in BT distribuiti sul campo. L'uscita in corrente alternata a 630V sarà collegata al primario del trafo in resina epossidica da 4000 kVA cadauno, con secondario a 30000V (Trasformatore elevatore).

Parametri elettrici		
Numero stringhe	N°	152
Potenza nominale sottocampo	Wp	3.169.200
Tensione nominale in a.c.	V	600
Corrente alla max potenza in.a.c.	A	3.049
Corrente di corto circuito	A	3.564

- il campo 6 è costituito da 1 inverter SMA SOLAR TECHNOLOGY serie Sunny Central UP, modello Sunny Central 2660 UP della potenza di 2667 kWp, avente 1 MPPT a cui andranno collegati 136 stringhe, ognuno costituito da 30 moduli in serie. L'inverter sarà connesso ai relativi quadri di sottocampo in BT distribuiti sul campo. L'uscita in corrente alternata a 630V sarà collegata al primario del trafo in resina epossidica da 3500 kVA cadauno, con secondario a 30000V (Trasformatore elevatore).

Parametri elettrici		
Numero stringhe	N°	136
Potenza nominale sottocampo	Wp	2.835.600
Tensione nominale in a.c.	V	600

Corrente alla max potenza in.a.c.	A	2.729
Corrente di corto circuito	A	3.189

Tutti parametri elettrici sono conformi a quelli in ingresso ai quadri di campo.

Tutta la potenza derivante dai 6 campi fotovoltaici di 17,9727 MW sarà convogliata, tramite un elettrodotto interrato in MT, alla Sottostazione Elettrica di trasformazione e consegna e da qui immessa in rete in AT (Alta Tensione) a 220 kV.

Ciascuna stringa sarà provvista di diodi di bypass e sarà controllata attraverso il sistema di monitoraggio degli inverter che monitoreranno le correnti di ogni stringa individuando le anomalie di impianto tramite paragone tra i diversi valori elettrici rilevati.

Il generatore fotovoltaico sarà gestito come sistema IT con nessun polo connesso a terra e con le masse degli impianti collegate a terra.

Il gruppo di conversione sarà idoneo al trasferimento della potenza dal generatore fotovoltaico alla rete, in conformità ai requisiti normativi tecnici e di sicurezza applicabili. I valori della tensione e della corrente di ingresso del gruppo di conversione sono compatibili con quelli del generatore fotovoltaico, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto. Il gruppo di conversione è basato su inverter a commutazione forzata, con tecnica PWM, privo di clock e/o riferimenti interni, e in grado di operare in modo completamente automatico e di inseguire il punto di massima potenza (MPPT) del generatore fotovoltaico.

Il dispositivo di interfaccia, sul quale agiscono le protezioni, così come previste dalla citata norma CEI 11-20 e CEI 0-16, è integrato nel quadro di interfaccia presente nella cabina di trasformazione. Dette protezioni, saranno corredate di una certificazione di tipo, emessa da un organismo accreditato.

Il collegamento dell'impianto fotovoltaico alla rete elettrica sarà effettuato a valle del dispositivo generale della rete di utente.

L'impianto, inoltre, sarà dotato di apparecchiature di visualizzazione a bordo macchina di energia prodotta dall'impianto ed immessa in rete con le rispettive ore di funzionamento

.Ai fini della sicurezza, se la rete di utente o parte di essa viene ritenuta non idonea a sopportare la maggiore intensità di corrente disponibile (dovuta al contributo dell'impianto fotovoltaico), la rete stessa o la sua parte sarà opportunamente protetta.

Nell' Elaborato grafico è riportato lo schema di realizzazione dell'impianto e di collegamento dell'impianto alla rete elettrica di distribuzione. L'impianto risulterà costituito da:

- ✓ moduli fotovoltaici su strutture di supporto ;
- ✓ stringhe fotovoltaiche;
- ✓ inverter;
- ✓ campi fotovoltaici;
- ✓ cabina di trasformazione BT/MT;
- ✓ cavi elettrici e canalizzazioni;
- ✓ quadro e protezioni di interfaccia per la rete MT;
- ✓ sistema di controllo e monitoraggio;
- ✓ impianto di messa a terra.

3.3. Tipologia dei pannelli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici utilizzati sono della Serie **JW-HD132D132N serie** prodotti dalla **JOLYWOOD (TAIZHOU) SOLAR TECHNOLOGY CO., LTD.** del tipo in silicio monocristallino bifacciali. I Moduli in silicio monocristallino prescelti presentano il miglior rendimento (rapporto tra la potenza erogata e la superficie occupata) ed inoltre presentano un aspetto estetico particolarmente gradevole.

Le principali caratteristiche meccaniche ed elettriche (misurate ad STC) dei moduli prescelti sono riportate nella scheda sottostante.

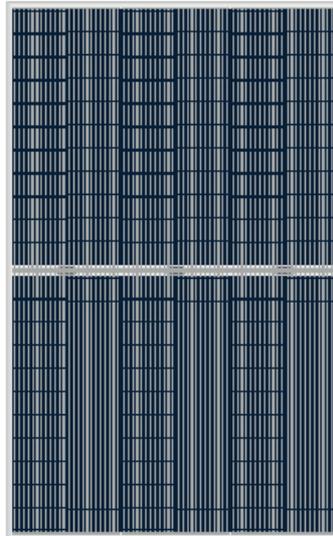
Modulo JW-HD132N		
Condizioni di prova standard (Standard Testing Condition):	STC	
Potenza max moduli (P _{max}):	605	W
Tensione a circuito aperto (V _{oc}):	47	V
Corrente di corto circuito (I _{sc}):	18.76	A
Tensione alla max potenza (V _{mp}):	30.1	V
Corrente alla max potenza (I _{mp}):	17.67	A
Efficienza modulo:	22.27	%
Coefficiente di temperatura su V _{oc} :	-0.260	%/°C
Coefficiente di temperatura su I _{sc} :	+0.050	%/°C
Coefficiente di temperatura su P _{max} :	-0.320	%/°C
Lunghezza:	2381	mm

Larghezza	1303	mm
Spessore	30	mm
Temperatura di lavoro	-10 - +85	°C
Garanzia sulla prestazione	07%	
Dal 1 al 25 anni	Dal 07% al 20,1%	
Dal 25 al 30 anni	Dal 20,1% al 27,4%	
Degradazione annuale	-0,40%	

JW-HD132N

N-type Bifacial High Efficiency Mono Silicon Half-Cell Double Glass Module

670-695W



695W

Maximum Power Output

22.37%

Maximum Module Efficiency

0~+5W

Power Output Guarantee

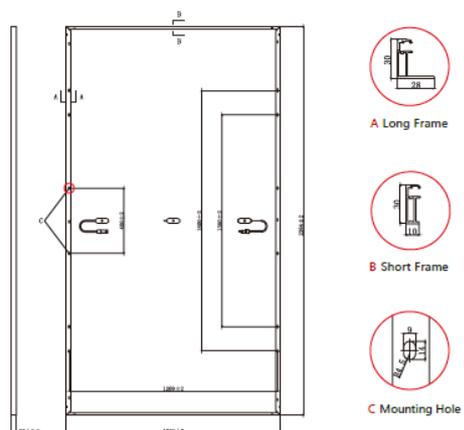
Electrical Properties	STC*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	670	675	680	685	690	695
MPP Voltage (Vmp) (V)	38.4	38.6	38.8	39.0	39.2	39.4
MPP Current (Imp) (A)	17.46	17.50	17.54	17.58	17.62	17.67
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	46.0	46.2	46.4	46.6	46.8	47.0
Short Circuit Current (Isc) (A)	18.52	18.57	18.62	18.67	18.72	18.76
Module Efficiency (%)	21.57	21.73	21.89	22.05	22.21	22.37

*STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, AM1.5
 The data above is for reference only and the actual data is in accordance with the practical testing

Electrical Properties	NOCT*					
Testing Condition	Front Side					
Peak Power (Pmax) (W)	507	511	514	518	522	526
MPP Voltage (Vmp) (V)	36.0	36.2	36.4	36.6	36.7	36.9
MPP Current (Imp) (A)	14.08	14.11	14.14	14.17	14.21	14.25
Open Circuit Voltage (Voc) (V)	44.0	44.2	44.3	44.5	44.7	44.9
Short Circuit Current (Isc) (A)	14.93	14.97	15.01	15.05	15.09	15.13

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

Engineering Drawing (unit: mm)



Operating Properties

Operating Temperature (°C)	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage (V)	1500V (IEC)
Maximum Series Fuse Rating(A)	30
Power Tolerance	0~+5W
Bifaciality*	80%
*Bifaciality=Pmaxrear (STC) /Pmaxfront (STC) , Bifaciality tolerance:±5%	

Temperature Coefficient

Temperature Coefficient of Pmax*	-0.320%/°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.260%/°C
Temperature Coefficient of Isc	+0.046%/°C
Nominal Operating Cell Temperature (NOCT)	42±2°C
*Temperature Coefficient of Pmax±0.03%/°C	

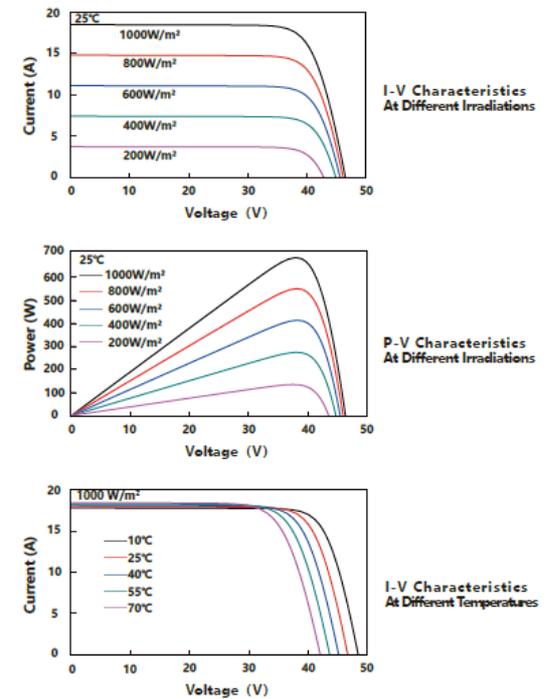
Mechanical Properties

Cell Type	210.00mm*105.00mm
Number of Cells	132pcs(11*12)
Dimension	2384mm*1303mm*30mm
Weight	38kg
Front /Rear Glass*	2.0mm/2.0mm
Frame	Anodized Aluminium
Junction Box	IP67 (3 diodes)
Length of Cable*	4.0mm ² , 300mm
Connector	MC4 Compatible
*Heat strengthened glass	
*Cable length can be customized	

With Different Power Generation Gain (regarding 680W as an example)

Power Gain (%)	Peak Power (Pmax) (W)	MPP Voltage (Vmp) (V)	MPP Current (Imp) (A)	Open Circuit Voltage (Voc) (V)	Short Circuit Current (Isc) (A)
10	734	38.8	18.93	46.4	20.09
15	762	38.8	19.62	46.4	20.83
20	789	38.8	20.31	46.4	21.56
25	816	38.8	21.00	46.4	22.30
30	843	38.9	21.70	46.5	23.03

Characteristic Curves | HD132N-680



Partner Section

NOTE:

*The specification and key features described in this datasheet may deviate slightly and are not guaranteed. Due to ongoing innovation, R&D enhancement, Jolywood (Taizhou) Solar Technology Co., Ltd. reserves the right to make any adjustment to the information described herein at any time without notice. Please always obtain the most recent version of the datasheet which shall be duly incorporated into the binding contract made by the parties governing all transactions related to the purchase and sale of the products described herein.

3.3.1. Installazione dei pannelli fotovoltaici

Per l'installazione dei pannelli fotovoltaici si è scelta la soluzione del supporto ad **inseguitore monoassiale**, detto di rotollio, a tilt di 0° e di azimut di 0° ± 60°. Tali supporti rispetto ai classici supporti fissi con tilt a 30°, assicurano una maggiore producibilità a parità d'investimento e quindi un rientro in tempi più breve del capitale investito.

I pannelli verranno installati sugli inseguitori su file parallele simmetriche rispetto all'asse di rotazione, con il lato corto del pannello parallelo all'asse di rotazione.

verranno installati su strutture, che hanno lo stesso meccanismo e la stessa modalità di installazione dei pannelli, con **30 pannelli** con lunghezza di circa 40 m,

I supporti ad inseguitore saranno installati su pali infissi nel terreno, sistema meno invasivo della classica installazione su plinti.

Gli inseguitori che saranno utilizzati per l'impianto, sono movimentati da una vite senza fine che mette in rotazione una ruota dentata solidale con l'asse di rotazione.

I 69390 moduli costituenti il generatore fotovoltaico saranno divisi in 2313 stringhe, costituite ciascuna da una serie di 30 moduli. Esse presentano le seguenti caratteristiche elettriche nominali:

caratteristiche singola stringa		
	1	
Numero moduli	N°	30
Potenza nominale di stringa	Wp	20850
Tensione nominale a STC (Vmp)	V	1182
Corrente alla max potenza (Imp)	A	17,67
Tensione a circuito aperto (Voc)	V	1410
Corrente di corto circuito (Isc)	A	18,76

Questi parametri elettrici sono conformi a quelli in ingresso dell'inverter.

3.4. Quadri di campo

Le stringhe faranno capo ai quadri di campo, installati in numero adeguato, in riferimento agli ingressi DC degli MPPT inverter, e posizionate in modo baricentrico rispetto alle relative stringhe di pertinenza, al fine di mantenere una caduta di tensione contenuta ed equilibrata a livello DC.

I quadri avranno caratteristiche tecniche del tipo:

- Max tensione DC 1500V;
- Fusibili lato DC da 25 A;
- Max corrente in uscita da 305A a 469 A (in funzione delle stringhe connesse);;
- Protezione da cortocircuito su entrambi i poli;
- Sezionatore di uscita 500A
- Grado di protezione max IP65 e case resistente ai raggi UV.

I quadri saranno equipaggiati con schede dedicate atte al monitoraggio delle correnti di stringa ed alla individuazione di eventuali malfunzionamenti/guasti



FIGURA 1: TIPICO STRING BOX

Le uscite dei quadri in “cc” confluiscono agli inverter.

3.5. Inverter, sistema di conversione DC/AC

Ricapitolando Il sistema di conversione DC/AC è costituito da n. 6 inverter centralizzati prodotti dalla SMA Solar Academy, dei quali 5 con potenza nominale di 2,667 MVA E 1 con potenza nominale di 2,80 MVA.

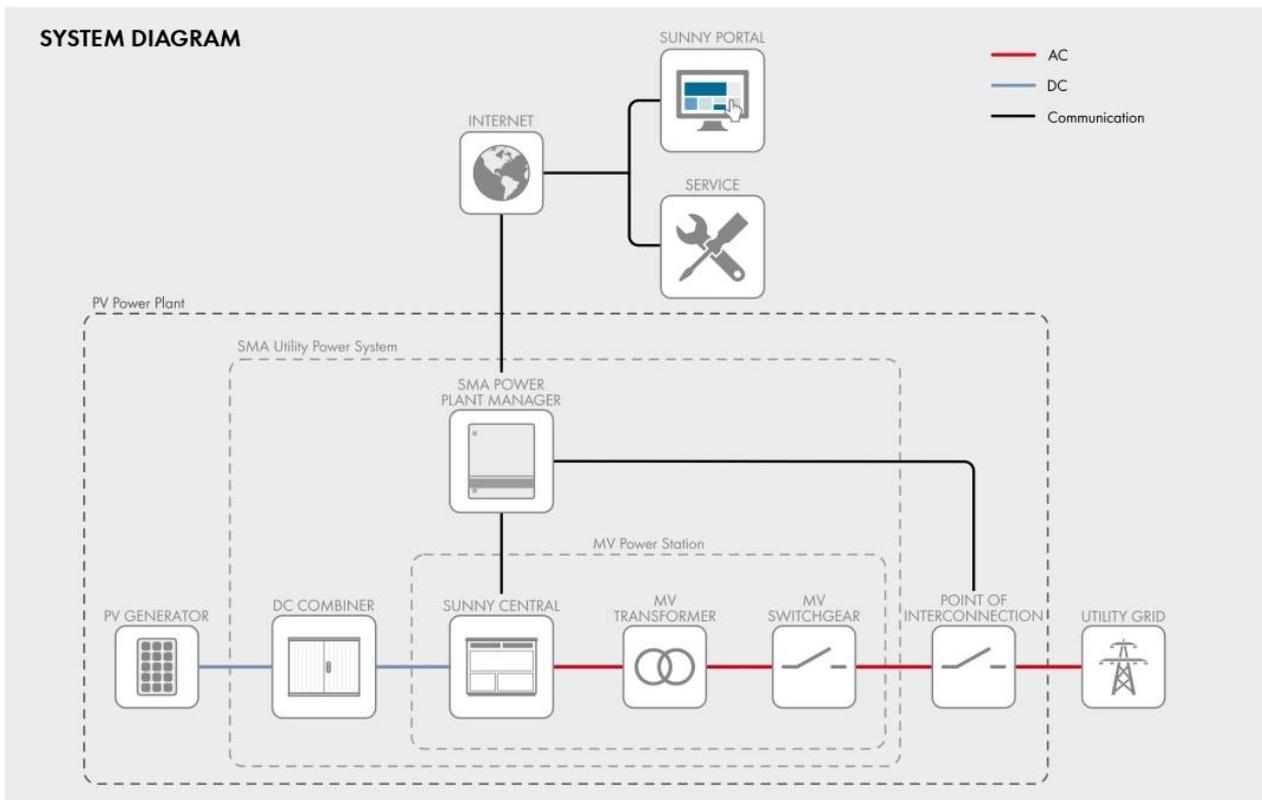
Gli inverter saranno installati all'interno del campo fotovoltaico in posizione il più possibile baricentrica rispetto ai relativi sottocampi; saranno collocati all'interno dei container del tipo skid outdoor all'interno dei quali è installata tutta la Power Station, che comprende anche il relativo Trasformatore di potenza a 30 KV.

Le caratteristiche principali di questi gruppi di conversione da corrente continua a corrente alternata, sono:

- ✓ Fino a 2800 kW di potenza;
- ✓ Design all-in-one, senza fusibili ;
- ✓ Facile accesso ai componenti interni;
- ✓ 1 MPPT e alta tensione di ingresso;
- ✓ 26 coppie di collegamento DC in ingresso per MPPT;
- ✓ Interfaccia Wi-Fi per commissioning e configurazione;
- ✓ Monitoraggio e aggiornamento firmware da remoto
- ✓ efficienza massima del 98,7%
- ✓ efficienza pesata (Euro/Cec) del 98,5%



Tipico Power Station



Schema a blocchi del sistema

Oltre alle Power station saranno installate, come da layout, delle cabine del tipo prefabbricato all'interno delle quali oltre alle protezioni saranno installati i generatori ausiliari, per alimentare tutte le apparecchiature che devono essere alimentate in caso di black-out.

Alla cabina principale di campo, posta nella sezione terminale dell'impianto, saranno collegate tutte le PowerStation per essere connesse alla stazione Utente 30/220kV, e, dunque, al punto di connessione alla RTN.

4. STAZIONE ELETTRICA UTENTE

Come illustrato nello schema unifilare generale, l'energia generata dal parco fotovoltaico verrà convogliata tramite una dorsale in doppio cavo MT in stazione di trasformazione di tensione 30/220kV (nel seguito anche SSE Utente), e, successivamente, consegnata alla Rete di Trasmissione Nazionale, secondo la configurazione che il Gestore di Rete comunicherà al produttore nel preventivo di connessione.

La Stazione di trasformazione verrà realizzata in prossimità del punto che Terna individuerà quale idoneo per la connessione dell'impianto fotovoltaico alla RTN. Detta connessione avverrà tramite cavo interrato AT che collegherà la Stazione di trasformazione con la nuova SSE Terna.

La stazione è costituita da n.2 montanti AT, uno lato partenza, l'altro lato TR, collegati da un sistema sbarre.

Lo stallo Trasformatore è principalmente costituito da:

- ✓ Trasformatore di potenza MT/AT;
- ✓ Terna di scaricatori AT;
- ✓ Terna di TV induttivi e capacitivi in AT;
- ✓ Terna di TA in AT;
- ✓ Interruttore tripolare AT;
- ✓ Sezionatore tripolare;

Lo stallo partenza è principalmente costituito da:

- ✓ Terna di scaricatori AT;
- ✓ Terna di TV induttivi e capacitivi in AT;
- ✓ Terna di TA in AT;
- ✓ Interruttore tripolare AT;
- ✓ Sezionatore tripolare;
- ✓ Terminali per discesa cavi AT (raccordo alla stazione RTN).

All'interno dell'area recintata della sottostazione elettrica sarà ubicata un edificio di comando suddiviso in vari locali che a seconda dell'utilizzo ospiteranno i quadri MT, gli impianti BT e di controllo, gli apparecchi di misura, locali di servizio, ecc...

4.1. Apparecchiature AT

Le apparecchiature AT saranno collegate tra di loro tramite conduttori rigidi o flessibili in alluminio.

La connessione tra la SSE utente e la nuova Stazione Elettrica TERNA avverrà tramite collegamento AT a 220 kV, sul lato utente, saranno installate le seguenti apparecchiature:

- ✓ Sezionatore a doppia apertura con lame di terra;
- ✓ Trasformatori di tensione induttivi;
- ✓ Interruttore tripolare in SF6;

- ✓ Trasformatori di corrente in SF6 (TA di misura e protezione);
- ✓ Scaricatori di tensione.

Per tutte le apparecchiature AT saranno considerati i seguenti dati di progetto:

- ✓ Condizioni ambientali;
- ✓ Tipo di installazione: Esterna 2;
- ✓ Zona sismica: ZONA 2;
- ✓ Elevazione del sito < 1000 m.s.l.;
- ✓ Massima temperatura ambiente di progetto; 40°C;
- ✓ Minima temperatura ambiente di progetto: -10°C;
- ✓ Umidità relativa progettuale di riferimento: max 95 %, media 90 %;
- ✓ Grado di inquinamento Atmosfera non polluta.

4.2. Trasformatore AT/MT

Per la trasformazione di tensione 30/220 kV sarà utilizzato un trasformatore trifase con avvolgimenti immersi in olio, da esterno, di potenza nominale non inferiore a 25 MVA, munito di variatore di rapporto sotto carico (220kV +/- 10x1,25%), con neutro ad isolamento pieno verso terra, gruppo vettoriale YNd11, esercito con il centro stella lato AT non collegato a terra, ma comunque accessibile e predisposto al collegamento futuro se necessario e/o richiesto.

Il trasformatore AT/MT avrà le seguenti caratteristiche:

- Potenza nominale 25 MVA;
- Raffreddamento ONAN/ONAF;
- Vn1 220 kV \pm 12 %;
- Vn2 30 kV;
- Vcc% 12.5 (ONAN);
- Gruppo YNd11;

Il trasformatore, in accordo allo standard TERNA, sarà dotato almeno delle seguenti protezioni:

- 26Q: sovratemperatura olio, con soglia di allarme e di scatto;
- 99Q: livello olio, con soglia di allarme;
- 63Q: pressione olio, con soglia di scatto;
- 97T: Relè Buchholz di trasformatore, con soglia di allarme e scatto;
- 97VSC: Relè Buchholz di variatore sotto carico, con soglia di scatto;
- 99VSC: livello olio nel variatore sotto carico, con soglia di allarme.

Dovrà essere inoltre previsto il dispositivo di controllo e comando del variatore sotto carico (90TR).

4.3. Quadro MT

Sarà installato un quadro MT 36 kV di tipo protetto in apposito locale nell'ambito dell'edificio facente parte della SSE Utente e si compone di:

- N°1 interruttore di riserva;
- N°3 interruttori di linea relativi alle dorsali in arrivo dai sottocampi fotovoltaici;
- Scomparto per la protezione del trasformatore dei servizi ausiliari;
- Scomparto misure;
- Dispositivo generale e di interfaccia;
- Partenza linea trasformatore MT/AT (220/30 kV).

Il quadro sarà in esecuzione da interno, di tipo protetto, realizzato in lamiera d'acciaio con spessore minimo 2 mm, saldata, ripiegata e rinforzata opportunamente, sarà completo di sbarre principali e di derivazione dimensionate secondo i carichi e le correnti di corto circuito. Nei quadri saranno inseriti tutti gli interblocchi necessari per prevenire errate manovre, che possano compromettere l'efficienza delle apparecchiature e la sicurezza del personale addetto all'esercizio dell'impianto.

È prevista l'installazione di un trasformatore MT/BT per l'alimentazione dei servizi ausiliari della SSE Utente; a valle del trasformatore ausiliari sarà installato un quadro BT utilizzato per l'alimentazione di tutte le utenze BT della SSE Utente. Per il collegamento del trasformatore al quadro generale di BT si prevede una linea in cavo FR160M16 0.6/1 kV di sezione 3x1x95+50N posata nel vano ricavato tra la platea di fondazione ed il pavimento flottante della cabina. Parallelamente al trasformatore verrà allestito un gruppo elettrogeno della potenza di 20kVA, che garantirà l'energizzazione del quadro BT anche nel caso venisse a mancare la rete AT.

Il quadro di BT sarà composto da due sezioni:

- Sezione a 400/230 Vac dedicata all'alimentazione degli impianti Luce, Forza Motrice, ventilazione dei locali di cabina e del trasformatore AT/MT ed ausiliari relativi al quadro protezioni, alle apparecchiature AT ed alle apparecchiature di misura;
- Sezione a 110 Vcc alimentata da gruppo raddrizzatore/carica batterie, principalmente al servizio degli ausiliari dei quadri (elettrici di potenza e di protezione), degli ausiliari delle apparecchiature AT e dell'illuminazione di emergenza.

Sarà inoltre previsto un inverter DC/AC per l'alimentazione di alcune utenze in corrente alternata che necessitano di continuità (ad esempio il PC del sistema SCADA).

5. SISTEMI DI PROTEZIONE

5.1. Impianto di messa a terra

Gli impianti di terra saranno progettati in conformità alle prescrizioni della norma CEI 99-3 (CEI EN50522) "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV" ed i parametri che saranno presi in considerazione per il loro dimensionamento saranno quelli forniti dal gestore di rete (TERNA) (valore della corrente di guasto, durata del guasto).

Poiché gli impianti di terra saranno comuni ad impianti con diversi livelli di tensione, le prescrizioni precedenti saranno soddisfatte per ciascuno dei sistemi collegati.

La SSE Utente sarà dotata di un apposito impianto di terra, che servirà, fra l'altro, a collegare le masse di tutte le apparecchiature elettriche AT, MT e BT. Il dimensionamento dell'impianto sarà fatto in relazione ai valori della corrente di guasto monofase a terra e di tempo di eliminazione del guasto, forniti da TERNA per la AT e in conformità ai limiti imposti dalle norme CEI relative.

In linea di principio, il dispersore sarà costituito da una maglia, disposta in modo tale da formare quadrati con lato di circa 5 m, realizzata in corda di rame 50 mmq, interrata a profondità di circa 0,7 m, mentre i collegamenti alle apparecchiature saranno in corda di rame da 70 mmq.

La maglia di terra sarà posata ad intimo contatto con il terreno, prima dello strato di fondazione ad una profondità, come detto, di circa 0,7 m. Tale quota è sicuramente inferiore alla linea di gelo e ad essa la temperatura del terreno è pressoché costante a 20°C. La maglia sarà collegata in più punti ai ferri di fondazione sia dell'edificio sia dei plinti di fondazione delle apparecchiature AT, al fine di migliorare l'efficienza di dispersione di eventuali correnti di guasto. Ad opera ultimata, le tensioni di passo e di contatto saranno rilevate sperimentalmente e, nel caso eccedano i limiti, verranno effettuate le necessarie modifiche all'impianto (dispersori profondi, asfaltature, ecc.).

5.2. Misure di protezione e sicurezza

Per la parte di rete in corrente continua, in caso di corto circuito la corrente è limitata a valori di poco superiori alla corrente dei moduli fotovoltaici, a causa della caratteristica corrente/tensione dei moduli stessi. Tali valori sono dichiarati dal costruttore.

A protezione dei circuiti sono installati, in ogni cassetta di giunzione dei sottocampi, fusibili opportunamente dimensionati.

Nella parte in corrente alternata la protezione è realizzata da un dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter stesso.

L'interruttore posto sul lato CA dell'inverter serve da ricalzo al dispositivo posto nel gruppo di conversione.

5.3. Misure di protezione contro i contatti diretti

- La protezione dai contatti diretti è assicurata dall'utilizzo dei seguenti accorgimenti:
- Installazione di prodotti con marcatura CE (secondo la direttiva CEE 73/23);
- Utilizzo di componenti con adeguata protezione meccanica (IP);
- Collegamenti elettrici effettuati mediante cavi rivestiti con guaine esterne protettive, con adeguato livello di isolamento e alloggiati in condotti portacavi idonei in modo da renderli non direttamente accessibili (quando non interrati)

5.4. Misure di protezione contro i contatti indiretti

Le masse delle apparecchiature elettriche situate all'interno delle varie cabine sono collegate all'impianto di terra principale.

Per i generatori fotovoltaici viene adottato il doppio isolamento (apparecchiature di classe II). Tale soluzione consente, secondo la norma CEI 64-8, di non prevedere il collegamento a terra dei moduli e delle strutture che non sono classificabili come masse.

5.5. Misure di protezione dalle scariche atmosferiche

L'installazione dell'impianto fotovoltaico nell'area, prevedendo mediamente strutture di altezza contenuta e omogenee tra loro, non altera il profilo verticale dell'area medesima. Ciò significa che le probabilità della fulminazione diretta non sono influenzate in modo sensibile. Considerando inoltre che il sito non sarà presidiato, la protezione della fulminazione diretta sarà realizzata soltanto mediante un'adeguata rete di terra che garantirà l'equipotenzialità delle masse.

Per quanto riguarda la fulminazione indiretta, bisogna considerare che l'abbattersi di un fulmine in prossimità dell'impianto può generare disturbi di carattere elettromagnetico e tensioni indotte sulle linee dell'impianto, tali da provocare guasti e danneggiare i componenti. Per questo motivo gli inverter sono dotati di un proprio sistema di protezione da sovratensioni, sia sul lato in corrente continua, sia su quello in corrente alternata. In aggiunta, considerata l'estensione dei collegamenti elettrici, tale protezione è rafforzata dall'installazione di idonei SPD (Surge Protective Device – scaricatori di sovratensione) posizionati nella sezione CC delle cassette di giunzione (string box).

6. SISTEMI AUSILIARI

6.1. Sistema di sicurezza e sorveglianza

L'impianto di videosorveglianza è dimensionato per coprire i perimetri recintati dell'impianto.

Il sistema è di tipo integrato ed utilizza:

- ✓ Telecamere per vigilare l'area della recinzione, accoppiate a lampade a luce infrarossa per assicurare una buona visibilità notturna;
- ✓ Telecamere tipo DOME nei punti strategici e in corrispondenza delle cabine/Power Station;
- ✓ Cavo microfonico su recinzione o in alternativa barriere a microonde installate lungo il perimetro, per rilevare eventuali effrazioni o in alternativa sensori interrati;
- ✓ Rivelatori volumetrici da esterno in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) e delle cabine/Power Station e da interno nelle cabine e/o container;
- ✓ Sistema d'illuminazione vicino le cabine a LED o luce alogena ad alta efficienza, da utilizzare come deterrente.

Nel caso sia rilevata un'intrusione l'illuminazione relativa a quella cabina viene attivata.

E quindi possibile rilevare le seguenti situazioni:

- ✓ Sottrazione di oggetti;
- ✓ Passaggio di persone;
- ✓ Scavalco o intrusione in aree definite;
- ✓ Segnalazione di perdita segnale video, oscuramento, sfocatura e perdita di inquadratura.

L'impianto è dotato di sistema di controllo e monitoraggio centralizzato tale da permettere la visualizzazione in ogni istante delle immagini registrate, eventualmente anche da remoto.

L'archiviazione dei dati avviene mediante salvataggio su Hard Disk o Server.

6.2. Sistema di monitoraggio e controllo

Il sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto fotovoltaico è costituito da:

- ✓ Una serie di sensori atti a rilevare, in tempo reale, i parametri ambientali, elettrici, dei tracker, lo stato funzionale degli equipaggiamenti elettrici ed elettromeccanici e delle relative protezioni, i dati dal sistema antintrusione/TVCC dell'impianto;
- ✓ E da un sistema di acquisizione ed elaborazione dei dati centralizzato (SAD – Sistema Acquisizione Dati), in accordo alla norma CEI EN 61724.

I dati raccolti ed elaborati servono a valutare le prestazioni dell'impianto, il corretto funzionamento dei tracker, la sicurezza dell'impianto e a monitorare la rete elettrica.

I sensori sono installati direttamente in campo, nelle stazioni meteorologiche (costituite da termometro, barometro, piranometri/albedometro, anemometro), string box o nelle cabine e misurano le seguenti grandezze:

- ✓ Irraggiamento solare;
- ✓ Temperatura ambiente;
- ✓ Temperatura dei moduli;
- ✓ Tensione e corrente in uscita dalle unità di generazione;
- ✓ Potenza attiva, reattiva e corrente in uscita all'unità di conversione;
- ✓ Potenza attiva, reattiva ed energia scambiata a valle cabina di raccolta MT prima della trasformazione MT/AT;
- ✓ Tensione, potenza attiva ed energia scambiata al punto di consegna AT;
- ✓ Stato funzionamento trackers.
- ✓ Segnali relativi alle apparecchiature di manovra di AT;
- ✓ Segnali relativi al trasformatore AT/MT;
- ✓ Segnali relativi alle unità funzionali di BT ed MT e alle relative protezioni;
- ✓ Segnali relativi alle funzionalità dei trasformatori delle Power Station;
- ✓ Segnali relativi ai trasformatori e alle alimentazioni ausiliari e ai gruppi raddrizzatore – batterie.

Il sistema sarà modulare e configurabile secondo le necessità e la configurazione sarà basata su PC locale con web Server per l'accesso remoto. La struttura delle pagine video del sistema includerà uno schema generale di impianto, pagine allarmi con finestra di preview e schemi dettagliati di impianto, sottocampi, equipaggiamenti elettrici/elettromeccanici e sistemi ausiliari.

Il sistema dovrà acquisire, gestire e archiviare ogni informazione significativa per l'esercizio e la manutenzione dell'impianto.

L'unità di controllo remoto sarà anche in grado di registrare eventi, con possibilità di sincronizzazione locale, da centro remoto o tramite GPS.

La connessione tra gli inverter e il PC avverrà tramite un box acquisizione (convertitore USB/RS485 MODBUS). Sullo stesso BUS si inserirà la scheda di acquisizione ambientale per la misura della temperatura ambientale, della temperatura dei moduli e dell'irraggiamento. È prevista altresì l'implementazione per l'intero impianto fotovoltaico di una rete dati in fibra ottica che verrà messa in opera all'interno del tubo in PEAD, posato all'interno dello scavo dei cavidotti.

6.3. Sistema di illuminazione e forza motrice

In tutti i gruppi di conversione, nelle cabine ausiliarie e nella cabina magazzino/sala controllo della SSE sono previsti i seguenti servizi minimi:

- ✓ Illuminazione interna tale da garantire almeno un livello di illuminazione medio di 100 lux;
- ✓ Illuminazione di emergenza interna mediante lampade con batteria incorporata;
- ✓ Illuminazione esterna della zona dinanzi alla porta di ingresso, realizzata con proiettore accoppiato con sensore di presenza ad infrarossi;
- ✓ Impianto di forza motrice costituito da una presa industriale 1P+N+T 16 A - 230 V e una o più prese bivalente 10/16 A Std ITA/TED.

Nelle altre aree esterne non sono in genere previsti punti di illuminazione. Solo in corrispondenza degli accessi (cancelli di ingresso) saranno installati dei proiettori aggiuntivi sempre con sensore di presenza ad infrarossi.

7. CAVI ELETTRICI E CANALIZZAZIONI

I cavi sono dimensionati e sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni di posa in opera e con particolare riguardo al contenimento delle cadute di tensione. I cavi devono soddisfare i seguenti requisiti:

- ✓ tipo autoestinguenti e non propagante l'incendio;
- ✓ cavi del tipo unipolare per i circuiti di potenza;
- ✓ estremità stagnate oppure terminate con idonei capicorda.

La caduta di tensione totale, valutata dal modulo fotovoltaico più lontano fino all'ingresso cc del gruppo di conversione deve essere mantenuta entro l'1% e comunque tale da garantire la potenza in uscita.

Le sezioni vanno scelte in modo da contenere le perdite nei limiti di cui alle prove di accettazione.

Il cablaggio dei moduli fotovoltaici è realizzato attraverso i terminali **Tyco**.

I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente fissati alla struttura tramite fascette, e comunque canalizzati in modo da essere a vista.

Per la protezione meccanica dei cavi lungo le discese interne ai prefabbricati di protezione degli inverter e nelle cabina, saranno installati dei tubi garantendo, per il collegamento con i quadri, un livello di protezione analogo a quello dei quadri stessi.

In accordo con il layout definitivo delle apparecchiature, saranno definiti i tipi e sezione dei cavi e le caratteristiche della componentistica (connettori, cassette, canaline, morsettiera, ecc.) in accordo con le prescrizioni tecniche e di dimensionamento.

I cavi dovranno essere sistemati in modo da semplificare e ridurre al minimo le operazioni di posa in opera e con particolare riguardo alle cadute di tensione;

Tutte le apparecchiature e strutture metalliche dovranno essere collegate al più vicino ed idoneo pozzetto di terra, per mezzo di cavi di sezione come da progetto ed in accordo alla normativa vigente.

I cavi in corrente continua derivanti dalle stringhe saranno raccolti nelle canaline in acciaio zincato 200x70mm posizionate sul retro delle strutture e raccordate ai pozzetti in cls prefabbricati 60x60cm presenti sul lato Est dell'impianto. Attraverso cavidotti in corrugato in PVC pesante di diametro superiore a 160mm, i pozzetti si raccorderanno ai pozzetti in ingresso alla Power Station. Le eventuali tubazioni di confinamento, sul retro dei moduli, dei cavi elettrici saranno in PVC flessibile colore grigio dai moduli al quadro di campo, complete di fascette, terminali e minuterie, fornite da azienda primaria a diffusione nazionale, con particolari caratteristiche di tenuta stagna e resistenza meccanica sia a vista che sotto traccia.

8. DIMENSIONAMENTO DEI CAVI ELETTRICI

8.1. Riferimenti normativi

Il dimensionamento dei cavi è stato effettuato in modo da garantire la protezione della conduttura alle correnti di sovraccarico. In base alla norma CEI 648/4 (par. 433.2) il dispositivo di protezione deve essere coordinato con la conduttura in modo tale che siano soddisfatte le condizioni:

$$\begin{aligned} \text{a) } I_B &\leq I_n \leq I_z \\ \text{b) } I_f &\leq 1.45 I_z \end{aligned}$$

Per soddisfare alla condizione a) è necessario dimensionare il cavo in base alla corrente nominale della protezione a monte

Dalla corrente I_B viene scelta la corrente nominale della protezione a monte (valori normalizzati) e con questa si procede alla scelta della sezione.

La scelta viene fatta in base alla tabella che riporta la corrente ammissibile I_z in funzione del tipo di isolamento del cavo che si vuole utilizzare, del tipo di posa e del numero di conduttori attivi; la portata che il cavo dovrà avere sarà pertanto:

$$I_z \text{ minima} = I_n / k$$

dove il coefficiente k di declassamento tiene conto anche di eventuali paralleli. La sezione viene scelta in modo che la sua portata (moltiplicata per il coefficiente k) sia immediatamente superiore a quella calcolata tramite la corrente nominale (I_z minima). Gli eventuali paralleli vengono calcolati, nell'ipotesi che essi abbiano tutti la stessa sezione, lunghezza, posa, etc. considerando la portata minima come risultante della somma delle singole portate (declassate dal numero di paralleli nel coefficiente di declassamento per prossimità).

$$V\% = K L I_B [r_l \cos \varphi + x_l \sin \varphi] 100 / (1000 V_n)$$

dove:

$$K = 2 \text{ per sistemi monofase}$$

$$K = 1.73 \text{ per sistemi trifase.}$$

I parametri r_l e x_l sono ricavati dalla tabella UNEL in funzione al tipo di cavo (unipolare/multipolare) e in base alla sezione dei conduttori; i valori della r_l riportate sono riferiti a 80°C, mentre la x_l è riferita a 50Hz, entrambe sono espresse in ohm/km.

La caduta di tensione da monte a valle (totale) di un'utenza viene determinata tramite la somma delle cadute di tensione, assolute di un solo conduttore, dei rami a monte all'utenza in esame, da questa viene successivamente determinata la caduta di tensione percentuale riferendola al sistema (trifase o monofase) e alla tensione nominale della utenza in esame.

Nel sistema elettrico in esame per la parte in corrente continua la corrente di corto circuito è di poco superiore a quella di funzionamento alla massima potenza, cosicché è condizione sufficiente la verifica di $I_B \leq I_z$.

Si pone come caduta di tensione massima nei conduttori in corrente continua, con l'unico scopo di ridurre le perdite: $V_{max} \leq 1\%$;

Nel tratto in alternata $V_{max} \leq 1\%$

8.2. Dimensionamento dei conduttori di neutro e di protezione

Il conduttore di neutro per i circuiti a corrente alternata avrà la stessa sezione rispettivamente di quello di fase e di quello positivo.

Le norme CEI 64.8 (par. 543.1) prevedono due metodi di dimensionamento dei conduttori di protezione:

- determinazione in relazione alla sezione di fase ;
- determinazione tramite calcolo.

In questo progetto viene applicato il primo criterio che consiste nel calcolare la sezione secondo il seguente schema:

- $S_{pe} = S_f$ se $S_f < 16\text{mm}^2$;
- $S_{pe} = 16\text{mm}^2$ se $16 \leq S_f \leq 35\text{mm}^2$;
- $S_{pe} = S_f / 2$ se $S_f > 35\text{mm}^2$.

8.3. Calcolo della temperatura dei cavi

La valutazione della temperatura dei cavi viene fatta alla corrente di impiego e alla corrente nominale, tramite la seguente espressione:

$$T_{cavo} = T_{ambiente} + [\text{cavo} (I_b^2 / I_z^2)]$$

$$T_{cavo} = T_{ambiente} + [\text{cavo} (I_n^2 / I_z^2)]$$

espresse in °C.

Esse derivano dalla considerazione che la sovratemperatura del cavo a regime è proporzionale alla potenza in esso dissipata.

Il coefficiente cavo tiene conto del tipo di isolamento del cavo e dal tipo di tabella di posa che si sta usando.

8.4. Calcolo delle correnti di corto circuito

Il calcolo delle correnti di guasto viene fatto in modo da determinare le correnti di cortocircuito minime e massime immediatamente a valle della protezione (inizio linea) e a valle dell'utenza (fine della linea).

Per la parte in corrente continua i componenti sono assicurati dalle sovracorrenti in quanto come già detto le correnti di corto circuito sono approssimabili a quelle di massima potenza del sistema .

Per la parte di circuito in $I^2t \leq K^2S^2$ corrente alternata rispetto alle correnti derivanti dalla rete sarà verificata la condizione:

in relazione alla curva caratteristica di intervento del dispositivo di protezione che sarà montato a protezione dell'impianto fotovoltaico nel quadro generale e sarà un interruttore magnetotermico differenziale a protezione anche dai contatti diretti ed indiretti , montato a valle di un interruttore generale di protezione di tutto l'impianto elettrico dell'edificio. La corrente massima di corto circuito sarà minore o uguale a quella presunta del punto di consegna. In base alle caratteristiche di intervento dell'interruttore di protezione e del valore della corrente di corto circuito presunta, risultano protetti tutti i cavi con sezione superiore a 2.5mm².

La scelta delle protezioni viene effettuata verificando le caratteristiche elettriche nominali delle condutture e di guasto, in particolare le grandezze che vengono verificate sono:

corrente nominale, tramite la quale si è dimensionata la conduttura;

numero dei poli;

tipo di protezione;

tensione di impiego, pari alla tensione nominale dell'utenza;

potere di interruzione, il cui valore dovrà essere superiore alla massima corrente di guasto a monte dall'utenza I_{km} max;

taratura della corrente di intervento magnetico, il cui valore massimo per garantire la protezione contro i contatti indiretti (in assenza di differenziale) deve essere minore della minima corrente di guasto a fine della utenza (I_{mag} max).

Essendo collegato alla rete un solo montante non è necessario verificare la selettività tra le protezioni.

Per il collegamento in media tensione tra la cabina di consegna e la sottostazione si utilizzeranno Cavi in media tensione tipo ARG7H1R con conduttore in alluminio.

Mentre per il collegamento tra gli inverter e la cabina di consegna si utilizzeranno cavi in rame RG7H1M entrambi in formazione rigida compatta, , isolamento con gomma etilenpropilenica ad alto modulo (HEPR) di qualità G7, sottoguaina in PVC a norma CEI 20-13, tensione nominale di isolamento U₀/U=18/30 kV. Temperatura massima di esercizio: 90 °C;

Temperatura minima di esercizio: -15 °C;

Temperatura massima di corto circuito : 250 °C;

8.5. Sezioni dei collegamenti stringhe - quadro sottocampo

Il calcolo delle sezioni è stato effettuato in base alla perdita di potenza percentuale che in c.c. risulta uguale alle caduta di tensione percentuale.

Per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo si utilizzeranno cavi solari del tipo H1Z1Z2-K , mentre per il collegamento dei quadri di sottocampo agli inverter oltre che ai cavi solari H1Z1Z2-K., si possono utilizzare cavi del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC).

Conteggio	CAMPO	QUADRO	Num_Stringhe	NUM	POTENZA (kW)	LUNGHEZZE [m]																					MAX	Sezione cavo solare (mm2) H1Z2Z2-K	
						I1	I2	I3	I4	I5	I6	I7	I8	I9	I10	I11	I12	I13	I14	I15	I16	I17	I18	I19	I20	I21			
1	1	1	19			165,49	153,29	141,1	128,91	116,71	104,52	92,32	80,13	67,93	55,74	44,21	32,69	24,24	22,92	29,19	35,45	41,72	47,98	54,25	0	0	165,49	10	
2	1	2	19			97,17	90,91	84,64	78,38	72,11	65,85	59,58	53,32	47,06	43,87	50,13	36	73,21	67,61	62,02	56,42	50,82	45,23	42,71	0	0	97,17	10	
3	1	3	19			74,93	80,57	47,73	44,51	38,41	24,25	23,69	40,9	39,67	58,84	46,79	22,81	5,5	8,67	32,64	38,94	41,89	45,58	54,39	0	0	80,57	6	
4	1	4	19			55,04	48,77	42,51	44,76	35,91	29,64	31,89	23,04	25,56	27,82	66,35	72,62	32,16	38,43	79,55	85,82	45,36	42,35	54,55	0	0	85,82	6	
5	1	5	19			49,74	63,87	57,7	42,81	71,58	30,45	38,24	31,75	1,25	43,66	67,44	47,38	7,76	74,6	34,14	41,36	40,96	82,08	88,57	0	0	88,57	6	
6	1	6	19			51,27	45,43	44,67	85,13	78,86	37,74	31,89	31,14	71,59	65,33	24,87	28,49	28,4	69,52	75,79	35,33	42,02	41,93	51,27	0	0	85,13	6	
7	1	7	19	3990	2773,05	61,82	63,22	65,41	50,69	54,56	48,29	42,03	35,76	29,5	23,23	26,42	32,69	38,95	45,22	51,48	57,74	53,88	42,35	36,76	0	0	65,41	6	
8	2	1	19			81,75	75,48	69,22	66,03	68,23	33,36	27,09	29,83	41,36	46,95	26,64	15,13	18,55	24,58	30,82	37,05	43,29	49,52	55,76	0	0	81,75	6	
9	2	2	19			71,68	65,44	59,21	52,97	46,73	40,5	34,26	28,03	24,85	30,42	36,86	42,89	49,33	55,36	61,6	67,59	74	80,42	86,54	0	0	86,54	6	
10	2	3	19			58,99	52,75	46,52	49,77	61,24	72,71	84,87	95,67	107,04	118,4	64,56	58,35	52,07	48,89	55,01	61,26	68,74	73,55	79,79	0	0	118,4	10	
11	2	4	19			79,45	73,2	66,95	60,7	54,46	48,21	41,96	35,71	29,47	23,22	26,4	32,65	38,9	45,14	51,39	57,64	63,88	75,78	51,8	0	0	79,45	6	
12	2	5	19			94,12	81,96	69,8	57,64	45,48	33,32	24,22	29,8	35,38	40,96	47,41	53,66	59,7	65,95	72,19	78,44	84,69	90,94	97,18	0	0	97,18	10	
13	2	6	19			70	45,29	53,73	44,64	50,21	55,79	61,37	37,58	31,33	25,08	28,13	23,52	11,47	17,71	23,96	53,26	79,9	65,76	27,66	0	0	79,9	6	
14	2	7	19	3990	2773,05	36,72	30,47	27,29	32,87	58,97	32,33	26,08	22,9	28,48	34,06	40,31	58,71	58,71	99,43	73,46	67,88	65,37	71,61	77,86	0	0	99,43	10	
15	3	1	19			73,21	46,46	40,1	65,96	33,3	26,94	52,8	23,2	28,67	42,7	31,38	37,74	44,1	50,46	36,36	42,72	49,08	58,1	70,37	0	0	73,21	6	
16	3	2	19			67,3	28,78	22,42	60,05	80	53,25	14,72	8,36	46	65,95	43,15	5,52	11,88	50,4	71,24	57,21	19,57	25,93	32,29	0	0	80	6	
17	3	3	19			121,94	101,1	96,37	96,27	89,96	73,91	54,14	47,83	31,78	56,53	44,18	39,91	35,54	39,56	49,85	59,59	70,13	80,67	91,2	0	0	121,94	10	
18	3	4	19			110,17	79,02	99,28	88,95	57,6	73,71	32,47	56,96	43,6	4,37	39,05	21,11	34,4	37,85	30,7	54,61	26,59	69,61	37,83	0	0	110,17	10	
19	3	5	19			88,35	112,93	71,69	46,22	95,82	54,59	79,16	37,93	12,96	64,95	24,6	25,55	61,66	21,31	57,92	18,08	59,32	54,63	35,19	0	0	112,93	10	
20	3	6	19			32,49	16,79	56,62	96,97	80,75	39,52	19,18	26,25	25,3	65,64	61,46	21,12	42,47	58,17	18,34	59,57	54,88	35,44	76,68	61,46	0	0	96,97	10
21	3	7	19	3990	2773,05	113,02	71,63	30,4	95,76	54,53	15	78,66	37,42	18,29	64,44	24,09	60,7	20,36	56,97	18,36	53,23	49,05	44,87	39,22	0	0	113,02	10	
22	4	1	19			94,78	100,96	96,59	90,72	67,32	58,83	54,47	48,59	45,58	50,79	56,67	14,38	6,38	17,92	42,59	55,48	50,27	45,06	39,85	0	0	100,96	10	
23	4	2	19			74,37	73,95	66,65	31,92	60,44	20,34	54,22	48,34	8,14	45,01	50,88	11,46	57,1	62,98	23,55	69,19	75,07	35,64	81,28	0	0	81,28	6	
24	4	3	19			81,21	86,81	80,93	75,05	38,51	38,57	27,14	29,68	60,83	23,98	13,23	3,53	16,77	49,99	37,58	32,37	76,01	33,17	50,03	0	0	86,81	6	
25	4	4	19			64,96	58,1	52,23	46,62	62,89	68,07	73,27	78,46	10,2	4,24	20,74	48,73	28,68	22,49	16,83	28,05	33,92	39,78	86,34	0	0	86,34	6	
26	4	5	19			58,1	52,48	46,25	48,82	53,65	59,09	63,92	19,17	13,55	7,21	5,12	10,62	16,85	19,03	55,68	47,7	58,97	66,32	58,1	0	0	66,32	6	
27	4	6	19			53,54	58,38	54,42	48,54	45,54	50,75	55,96	40,77	27,19	21,31	16,1	10,78	5,57	8,57	14,57	22,37	56,02	50,82	48,48	0	0	58,38	6	
28	4	7	19			81,03	75,15	69,27	66,27	71,48	91,54	55,96	46,31	40,44	34,56	29,35	24,14	27,14	33,02	38,9	44,78	41,17	30,42	33,63	0	0	91,54	10	
29	4	8	21			90,01	134,63	62	50,58	47,88	58,64	69,39	48,66	42,78	36,9	31,69	26,48	23,64	29,51	35,39	41,27	47,15	32,45	49,42	74,83	94,9	134,63	10	
30	4	9	21	5250	3648,75	38,03	73,98	68,1	28,58	61,89	56,01	16,49	49,8	43,92	4,4	46,59	52,47	13,62	58,68	84,95	75,98	84,44	61,8	51,05	46,59	27,5	84,95	6	
31	5	1	19			136,77	117,26	99,26	75,69	75,12	51,31	62,26	43,03	53,85	47,46	42,89	48,27	54,07	43,46	23,67	7,78	44,73	47,1	69,65	0	0	136,77	10	
32	5	2	19			65,1	69,04	62,46	23,3	51,96	17,64	39,49	45,96	31,06	104,86	113,27	77,49	99,91	86,23	72,54	58,85	46,83	61,19	75,55	0	0	113,27	10	
33	5	3	19			104,2	125,54	84,41	105,75	94,31	64,29	35,82	29,14	17,79	11,95	6,78	4,03	10,3	16,14	21,98	27,82	33,66	39,5	45,34	0	0	125,54	10	
34	5	4	19			54,36	47,99	44,64	48,97	49,28	41,16	30,09	43,21	23,25	11,72	25,25	47,56	66,12	65,05	59,11	43,64	28,18	37,45	53,58	0	0	66,12	6	
35	5	5	19			92,32	76,18	60,05	43,92	27,78	37,41	50,89	66,73	82,85	70,31	42,06	30,19	3,92	59,44	25,3	47,91	39,9	55,46	55,22	0	0	92,32	10	
36	5	6	19			143,76	121,49	140,02	61,79	55,95	50,11	44,27	46,59	51,76	56,93	62,77	68,61	45,9	32,96	22,29	17,11	11,94	6,77	9,76	0	0	143,76	10	
37	5	7	19			45,89	40,05	34,21	28,37	22,53	61,57	55,73	16,02	10,18	49,22	44,05	5,01	8	47,7	53,54	14,51	20,35	60,05	45,5	0	0	61,57	6	
38	5	8	19	4560	3169,2	68,66	62,82	56,98	51,14	45,3	63,3	51,96	46,12	40,28	34,44	29,26	24,09	18,92	13,75	8,58	6,26	12,1	17,94	23,78	0	0	68,66	6	
39	6	1	19			54,64	48,8	75,17	63,82	52,47	41,12	29,78	18,43	7,08	23,07	34,42	45,77	51,61	57,45	63,29	69,13	74,97	80,81	54,64	0	0	80,81	6	
40	6	2	19			56,51	50,67	44,83	38,99	53,54	47,7	13,5	44,38	49,55	4,34	34,66	21,53	76,18	47,56	65,21	37,09	31,92	32,4	35,14	0	0	76,18	6	
41	6	3	19			54,41	49,44	42,18	22,87	17,02	56,06	50,22	10,51	4,67	43,71	46,7	7,66	13,5	53,21	59,05	20,01	25,85	65,56	71,4	0	0	71,4	6	
42	6	4	19			34,64	28,8	67,83	61,99	22,29	16,45	55,48	49,64	10,34	4,5	43,8	46,79	8,16	13,59	53,3	59,14	20,1	25,94	34,64	0	0	67,83	6	
43	6	5	20			85,27	79,43	73,59	67,74	61,9	56,06	50,22	44,38	4,67	6,99	46,7	52,54	13,5	19,34	59,05	64,89	25,85	31,69	71,4	77,24	0	0	85,27	6
44	6	6	20			59,12	53,28	47,44	41,6	35,76	29,92	64,87	23,74	26,06	66,52	72,36	31,9	37,74	78,87	84,71	44,25	50,09	91,22	59,12	56,6	0	0	91,22	10
45	6	7	20	4080	2835,6	13,24	13,24	7,29	9,5	14,56	25,13	83,42	77,47	71,52	65,57	60,51	55,45	50,39	45,33	48,43	54,38	60,33	66,28	72,24	79,6	0	0	83,42	6

N.B. il calcolo della c.d.t.% e della perdita di potenza % è stato condotto considerando per le varie stringhe in arrivo ai quadri di campo la lunghezza maggiore, quindi:

per 90 m ≤ L ≤ 165,49m	s = 10 mm ²	CAVO SOLARE H1Z2Z2-K	0,65 ≤ ΔV V% = ΔP% ≤ 1,00
per 50 m ≤ L ≤ 89m	s = 6 mm ²	CAVO SOLARE H1Z2Z2-K	0,60 ≤ ΔV V% = ΔP% ≤ 1,07
per 0 m < L ≤ 49m	s = 4 mm ² </		

Basse Tension / Bassa Tensione **H1Z2Z2-K** Photovoltaïque / Fotovoltaico

CPR (UE) n°305/11
 D_{ca} - s1, d2, a1

EN 50618
 CEI EN 60332-1-2
 CEI EN 50525
 CEI EN 50289-4-17 A
 CEI EN 50396
 2014/35/UE
 2011/65/CE
 CA01.00546

Règlement Produits de Construction/Regolamento Prodotti da Costruzione
 Classe conforme aux normes EN 50575:2014 + A1:2016 et EN 13501-6:2014
 Classe conforme norme EN 50575:2014 + A1:2016 e EN 13501-6:2014

Construction et caractéristiques/Costruzione e requisiti
 Propagation de la flamme/Propagazione fiamma
 Emission de gaz/Emissione gas
 Résistance aux rayons UV/Resistenza raggi UV
 Résistance ozone/Resistenza ozono
 Directive Basse Tension/Direttiva Bassa Tensione
 Directive RoHS/Direttiva RoHS
 Licence IMQ/Certificato IMQ

DoP n° 1081/19



Topologia cavu per collegamento stringhe -quadri di sottocampo

8.6. Sezioni dei collegamenti quadri di sottocampo - Inverter

Il calcolo delle sezioni è stato effettuato in base alla perdita di potenza percentuale che in c.c. risulta uguale alle cadute di tensione percentuale.

Per il collegamento dei quadri di sottocampo agli Inverter si utilizzeranno cavi solari del tipo H1Z1Z2-K o del tipo TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC).

CAMPO		QUADRI								
		Q1	Q2	Q3	Q4	Q5	Q6	Q7	Q8	Q9
InverterTrafo	1	124,53	81,61	158,15	98,6	72,61	120,53	137,91	0	0
Sez.(mmq)		120	120	120	120	120	120	120		
c.d.t.%		1,32	0,86	1,67	1,04	0,77	1,27	1,46		
InverterTrafo	2	275,12	150,8	207,52	75,95	44,31	82,97	123,99	0	0
Sez.(mmq)		240	120	150	120	120	120	120		
c.d.t.%		1,45	1,59	1,76	0,8	0,47	0,88	1,31		
InverterTrafo	3	124,8	94,8	47,98	63,95	93,63	384,38	301,29	209,91	262,76
Sez.(mmq)		120	120	150	120	120	240	240	150	185
c.d.t.%		1,32	1	0,51	0,68	0,99	2,03	1,59	1,79	1,83
InverterTrafo	4	342	268,09	192,81	29,14	132,61	200,6	279,72	0	0
Sez.(mmq)		240	185	185	120	120	185	185		
c.d.t.%		1,81	1,86	1,34	0,31	1,4	1,4	1,95		
InverterTrafo	5	261	184,12	69,36	275,28	165,3	138,56	88,58	0	0
Sez.(mmq)		185	150	120	185	150	120	120		
c.d.t.%		1,82	1,57	0,73	1,91	1,41	1,46	0,94		
InverterTrafo	6	31,37	105,07	211,45	156,46	88,85	117,37	92,73	102,29	0
Sez.(mmq)		120	120	185	120	120	120	120	120	
c.d.t.%		0,33	1,11	1,47	1,65	0,94	1,24	0,98	1,08	

Tipologia cavi per collegamento quadri di sottocampo - inverter

BASSA TENSIONE - ENERGIA SOLARE / **LOW VOLTAGE** - SOLAR ENERGY

TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)

Parametri chimici / Chemical parameters

<p>Resistenza al fuoco / Resistance to fire</p>	<p>TÜV 2 PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Propagazione della fiamma secondo IEC 60332-1-2, EN 60332-1-2 (Prova di propagazione della fiamma su singolo cavo) • Senza alogeni secondo IEC 60754-1 • Assenza di corrosività secondo IEC 60754-2 <p>Test interno PRYSMIAN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Prova di propagazione della fiamma su cavi multipli secondo EN 50305-9 • Basse emissioni di fumi secondo IEC 61034, EN 61034 (trasmissione > 70%) • Basse tossicità secondo EN 50305, ITC < 3 	<p>TÜV 2 PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Flame propagation acc. to IEC 60332-1-2, EN 60332-1-2 (Single Cable Flame Test) • Halogen-free acc. to IEC 60754-1 • No Corrosivity acc. to IEC 60754-2 <p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Multiple Cable Flame Test acc. To EN 50305-9 • Low Smoke Emission acc. to IEC 61034, EN 61034 (Light Transmittance > 70%) • Low Toxicity acc. to EN 50305, ITC < 3
<p>Resistenza all'olio / Resistance to oil</p>	<p>Secondo EN 60811-404, 24h 100 °C</p>	<p>Acc. EN 60811-404, 24h 100 °C</p>
<p>Resistenza agli agenti atmosferici / Weather resistance</p>	<p>TÜV 2 PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Resistenza all'ozono: prova secondo EN 50396 Tipo B, Prova HD 22.2 Tipo B • Resistenza agli UV: secondo UL 1581 (test allo Xenon), ISO 4892-2 (metodo A) e HD 605/A1-2.4.20 <p>Test interno PRYSMIAN:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Assorbimento di acqua (metodo gravimetrico) secondo EN 60811-1-3 	<p>TÜV 2 PFG 1169/08.2007:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ozone resistance: acc. to EN 50396 Test Type B, HD 22.2 Test Type B • UV-Resistance: acc. to UL 1581 (Xeno-Test), ISO 4892-2 (Method A) and HD605/A1-2.4.20 <p>PRYSMIAN Internal Testing:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Absorption of Water (Gravimetric) per EN 60811-1-3
<p>Resistenza agli acidi e agli alcali / Acid and alkaline resistance</p>	<p>7 giorni, 23° C (acido N-ossalico, N-idrossido di sodio) secondo EN 60811-404</p>	<p>7 days, 23° C (N-Oxalic Acid, N-Sodium Hydroxide) as per EN 60811-404</p>
<p>Resistenza all'ammoniaca / Ammonia Resistance</p>	<p>30 giorni in atmosfera saturata di ammoniaca (Test interno PRYSMIAN)</p>	<p>30 days in Saturated Ammonia Atmosphere (PRYSMIAN Internal Testing)</p>
<p>Ecosostenibile / Environmentally Friendly</p>	<p>I cavi TECSUN (PV) sono conformi alle direttive della normativa comunitaria RoHS (Restriction of Hazardous Substances) 2011/65/EU relativa alle restrizioni sull'uso delle sostanze pericolose</p>	<p>TECSUN(PV) cables comply with RoHS directives 2011/65/EU of the European Union</p>

BASSA TENSIONE - ENERGIA SOLARE / **LOW VOLTAGE** - SOLAR ENERGY

TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)

Parametri elettrici / Electrical parameters

Tensione Nominale / <i>Rated voltage</i>	0,6/1 kV (600/1000 V)	0,6/1 kV (600/1000 V)
Tensione massima possibile in DC nei sistemi fotovoltaici / <i>Maximum PV-System voltage DC</i>	fino a 2000 V	up to 2000 V possible
Tensione di servizio massima consentita in AC / <i>Max. permissible operating voltage AC</i>	0,7/1,2 kV	0,7/1,2 kV
Tensione di servizio massima consentita in DC / <i>Max. permissible operating voltage DC</i>	0,9/1,8 kV	0,9/1,8 kV
Tensione di prova AC. / <i>Test voltage AC:</i>	6,5 kV / DC: 15 kV (5 min.)	6,5 kV / DC: 15 kV (5 min.)
Portata di corrente / <i>Current Carrying Capacity description</i>	Soddisfa i requisiti per cavi fotovoltaici secondo TÜV 2 PFG 1169/08.2007	Meets requirements for PV-Wire per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Portata di corrente / <i>Electrical Tests</i>	TÜV 2PFG 1169/08.2007: conforme a VDE 0282 Sezione 2, HD 22.2 ed EN 50395 per resistenza del conduttore, tensione di prova in AC e DC, rigidità dielettrica, resistenza superficiale e Spark Test su isolante, EN 50305 Parte 6 per stabilità in corrente continua (10 giorni, 85 °C, in acqua salata, 1500 V in DC), resistenza d'isolamento a 20 °C e a 90 °C in acqua. Test interno PRYSMIAN: Resistenza d'isolamento a 120 °C in aria.	TÜV 2PFG 1169/08.2007 meets VDE 0282 Section 2, HD 22.2 and EN 50395 Conductor Resistance, Test Voltages AC and DC, Electric Strength, Surface Resistance, Spark Test on Insulation, EN 50305 Part 6 DC stability (10 days, 85° C, salt water; 1500 V DC), Insulation Resistance at 20° C and 90° C in Water. PRYSMIAN Internal Testing: Insulation Resistance at 120° C in Air.

Parametri termici / Thermal parameters

Temperatura massima caratteristica del conduttore / <i>Max. operating temperature of the conductor</i>	Max. 90 °C sul conduttore (durata secondo il diagramma di Arrhenius = 30 anni). Permette 20.000 ore di servizio ad una temperatura del conduttore di 120 °C (e temperatura ambiente a 90 °C).	Max. 90°C at the conductor (lifetime acc. to Arrhenius-Diagram = 30 years). 20.000 hours of operation at conductor temperature of 120°C (and 90°C ambient temperature) are permitted.
Temperatura massima di corto circuito del conduttore / <i>Max short circuit temperature of the conductor</i>	250 °C (5 s.)	250 °C (5 s.)
Temperatura ambiente per installazione fissa / <i>Ambient temperature for fixed installation</i>	min -40 °C ; max +90 °C	min -40 °C ; max +90 °C
Temperatura ambiente per esercizio mobile / <i>Ambient temperature in fully flexible operation</i>	min -40 °C ; max +90 °C	min -40 °C ; max +90 °C
Resistenza al freddo / <i>Resistance to cold</i>	Prova di piegatura a freddo ad una temperatura di -40 °C secondo DIN EN 60811-4.	Cold Bend Test at -40° C temperature per DIN EN 60811-4. Impact Test -40° C temperature similar to DIN EN 50305
Prova di resistenza all'umidità / <i>Damp-Heat Test</i>	Conforme a TÜV 2 PFG 1169/08.2007 e EN 60068-2-78: 1.000 h a 90 °C e 85% di umidità	Meets TÜV 2 PFG 1169/08.2007 and EN 60068-2-78: 1.000 h at 90° C and 85% humidity

Parametri meccanici / Mechanical parameters

Sforzo di trazione massimo / <i>Max. tensile load</i>	15 N/mm ² in esercizio, 50 N/mm ² durante l'installazione	15 N/mm ² in operation, 50 N/mm ² during installation
Raggio di curvatura minimo / <i>Minimum bending radius</i>	4 x D	4 x D
Resistenza all'abrasione / <i>Abrasion resistance</i>	<ul style="list-style-type: none"> secondo DIN ISO 4649 su carta abrasiva guaina contro guaina guaina contro metallo guaina contro plastica 	<ul style="list-style-type: none"> Acc. to DIN ISO 4649 against abrasive paper Sheath against sheath Sheath against metal Sheath against plastics
Prova di ritiro / <i>Shrinkage Test</i>	<2% secondo EN 60811-1-3	<2% acc. to EN 60811-1-3
Prova di pressione a temperatura elevata / <i>Pressure Test at High Temperature</i>	<50% secondo EN 60811-3-1	<50% acc. to EN 60811-3-1
Prova di penetrazione dinamica / <i>Dynamic Penetration Test</i>	Soddisfa i requisiti di TÜV 2 PFG 1169/08.2007	Meets requirements as per TÜV 2 PFG 1169/08.2007
Durezza Shore di tipo A / <i>Shore-Hardness Type A</i>	min. 85 secondo DIN EN ISO 868 (Test interno PRYSMIAN)	min. 85 nach DIN EN ISO 868 (PRYSMIAN Internal Testing)
Resistenza ai roditori / <i>Rodent resistance</i>	La sicurezza può essere ottimizzata utilizzando tubi di protezione o elementi protettivi come uno schermo a treccia metallica	Safety can be optimized by utilizing protective hoses, or protective element, such as a metallic screen braid

TECSUN (PV) PV1-F 0,6/1 kV AC (1,5 kV DC)

numero anime per sezione	colore	numero componente	diametro massimo conduttore	diametro minimo esterno	diametro massimo esterno	raggio curvatura minimo posa fissa	peso indicativo	carico rottura massimo garantito	resistenza massima conduttore a 20°C	portata corrente singolo cavo libero in aria *	portata corrente singolo cavo su superficie *	corrente corto circuito (1s da 90°C a 250°)
<i>numbers of cores x cross section</i>	<i>colour</i>	<i>part number</i>	<i>conductor diameter max.</i>	<i>outer diameter min.</i>	<i>outer diameter max.</i>	<i>bending radius fixed min.</i>	<i>weight (ca.)</i>	<i>permissible tensile force max.</i>	<i>conductor resistance at 20°C max.</i>	<i>current carrying capacity for single cable free in air *</i>	<i>current carrying capacity for single cable on a surface *</i>	<i>short circuit current (1s from 90°C to 250°C)</i>
			mm	mm	mm	mm	kg/km	N	Ω/km	A	A	kA
1x1,5	nero/black	20014125	1,6	4,4	4,8	14,4	34	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	blu/blue	20004366	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x1,5	rosso/red	20004367	1,6	4,4	4,8	14,4	33	23	13,7	30	29	0,21
1x2,5	nero/black	20004369	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	blu/blue	20004370	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x2,5	rosso/red	20004372	1,9	4,7	5,1	15,3	44	38	8,21	41	39	0,36
1x4	nero/black	20004374	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	blu/blue	20004377	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x4	rosso/red	20004379	2,4	5,2	5,6	16,8	59	60	5,09	55	52	0,57
1x6	nero/black	20004382	2,9	5,7	6,13	18,3	81	90	3,39	70	67	0,86
1x6	blu/blue	20004385	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x6	rosso/red	20004388	2,9	5,7	6,1	18,3	78	90	3,39	70	67	0,86
1x10	nero/black	20004391	4	6,8	7,2	21,6	120	150	1,95	98	93	1,43
1x16	nero/black	20004394	5,6	8,3	8,9	36	190	240	1,24	132	125	2,29
1x25	nero/black	20008077	6,4	10	10,7	43	280	375	0,795	176	167	3,58
1x35	nero/black	20008078	7,5	11,1	11,8	47	380	525	0,565	218	207	5,01
1x50	nero/black	20004396	9	12,6	13,3	53	530	750	0,393	276	262	7,15
1x70	nero/black	20024634	10,8	14,8	15,8	61	720	1050	0,277	347	330	10,01
1x95	nero/black	20004397	12,6	16,2	17	68	900	1425	0,21	416	395	13,59
1x120	nero/black	20008826	14,2	17,7	18,7	75	1150	1800	0,164	488	464	17,16
1x150	nero/black	20008828	15,8	19,7	20,7	83	1420	2250	0,132	566	538	21,45
1x185	nero/black	20038266	17,4	21,3	22,3	89	1710	2775	0,108	644	612	26,46
1x240	nero/black	20008079	20,4	24,2	25,5	102	2200	3600	0,082	775	736	34,32
TECSUN (PV)												
(C) PV1-F												
1x4 (C)	nero/black	-	2,4	5,8	6,2	24,8	85	-	5,09	-	-	-
1x6 (C)	nero/black	-	2,9	6,4	6,8	27,2	105	-	3,39	-	-	-

(*) Temperatura ambiente a 60°C
 60°C ambient temperature

8.1. Sezioni dei collegamenti in MT

Di seguito la tabella riepilogativa del dimensionamento dei cavi della rete MT interna all'impianto e della dorsale interrata per il collegamento dell'impianto alla sottostazione elettrica di trasformazione e coneshma MT/AT

TABELLA SEZIONE CAVI DI COLLEGAMENTO IN MT

DA	a	Lunghezza	Potenza (kW)	$\Delta p\%$	c.d.t.%	Sez. (mmq) cavo in Al	Sez. cavi in alluminio ARG7H1R 18/30 kV
INV1	INV2	280	2.773,05	0,09	0,16	35	3x(1x35)
INV2	INV3	420	5.546,10	0,2	0,33	50	3x(1x50)
INV3	Aux. 1	945	8.139,15	0,34	0,58	95	3x(1x95)
INV4	Aux. 1	180	3.648,75	0,08	0,13	35	3x(1x35)
INV5	INV6	150	3.169,20	0,06	0,1	35	3x(1x35)
INV6	Aux 2	260	6.004,80	0,12	0,2	50	3x(1x50)
Aux. 1	Aux 2	1030	11.967,90	0,31	0,53	150	3x(1x150)
Aux 2	Sottostazione	2960	17.972,70	0,93	1,58	240	3x(1x240)

Cavi in media tensione (Al) ARG7H1R 18/30 kV Um=36kV

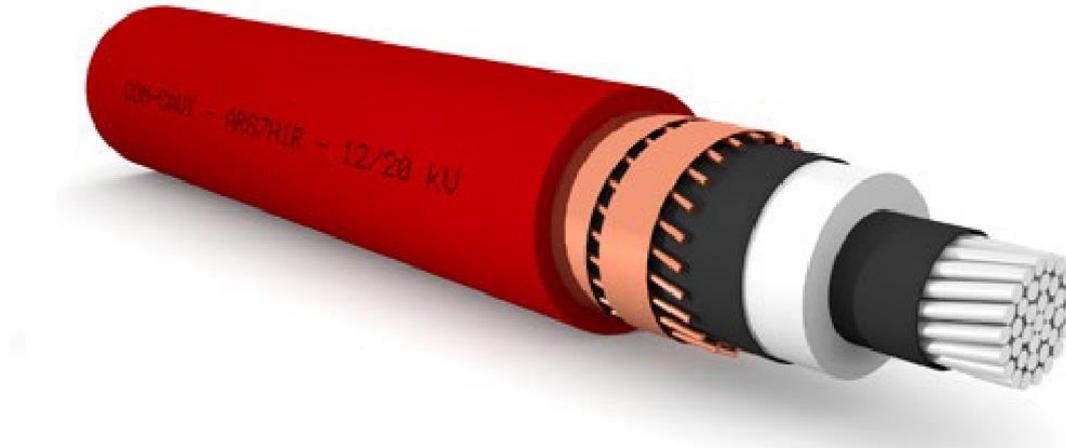
ARG7HIR 1,8/3 kV - 18/30 kV

MEDIA TENSIONE - SENZA PIOMBO
MEDIUM VOLTAGE - LEAD-FREE



RIFERIMENTO NORMATIVO/STANDARD REFERENCE

Costruzione e requisiti/Construction and specifications	IEC 60502 CEI 20-13
Misura delle scariche parziali/Measurement of partial discharges	CEI 20-16 IEC 60885-3
Propagazione fiamma/Flame propagation	CEI EN 60332-1-2
Gas corrosivi o alogenidrici/Corrosive gases or halogens	CEI EN 50267-2-1



DESCRIZIONE:

Cavi unipolari isolati in gomma HEPR di qualità G7, sotto guaina di PVC

CARATTERISTICHE FUNZIONALI:

- Tensione nominale U_0/U : 1,8/3 ÷ 18/30 kV
- Temperatura massima di esercizio: 90°C
- Temperatura minima di esercizio: -15°C (in assenza di sollecitazioni meccaniche)
- Temperatura minima di posa: 0°C
- Temperatura massima di corto circuito: 250°C
- Raggio minimo di curvatura consigliato: 12 volte il diametro del cavo.
- Massimo sforzo di trazione consigliato: 50 N/mm² di sezione

CONDIZIONI DI IMPIEGO:

Adatto per il trasporto di energia tra le cabine di trasformazione e le grandi utenze. Per posa in aria libera, in tubo o canale. Ammessa la posa interrata anche non protetta, in conformità all'art. 4.3.11 della norma CEI 11-17.

DESCRIPTION:

Single-core cables, insulated with HEPR rubber of G7 quality, under PVC sheath.

FUNCTIONAL CHARACTERISTICS

- Nominal voltage U_0/U : 1,8/3 ÷ 18/30 kV
- Maximum operating temperature: 90°C
- Min. operating temperature: -15°C (without mechanical shocks)
- Minimum installation temperature: 0°C
- Maximum short circuit temperature: 250°C
- Recommended minimum bending radius: 12 times the cable diameter.
- Recommended maximum tensile stress: 50 N/mm² of the cross-section

USE AND INSTALLATION

Suitable for energy transmission between transformer rooms and big power users. For laying on air, into tube or open pass. Can be laid underground, also if not protected, complying with art. 4.3.11 of CEI 11-17 standard.

9. NORMATIVA

Gli impianti fotovoltaici e i relativi componenti devono rispettare, ove di pertinenza, le prescrizioni contenute nelle seguenti norme di riferimento, comprese eventuali varianti, aggiornamenti ed estensioni emanate successivamente dagli organismi di normazione citati.

Gli impianti devono essere realizzati a regola d'arte, come prescritto dalle normative vigenti, ed in particolare dal D.M. 22 gennaio 2008, n. 37.

Le caratteristiche degli impianti stessi, nonché dei loro componenti, devono essere in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare essere conformi:

- alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VVFF;
- alle prescrizioni e indicazioni della Società Distributrice di energia elettrica;
- alle prescrizioni del gestore della rete;
- alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

Sicurezza

D.Lgs. 81/2008: (testo unico della sicurezza): misure di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro e succ. mod. e int.

DM 37/2008: sicurezza degli impianti elettrici all'interno degli edifici.

Norme Tecniche

Normativa fotovoltaica

CEI 82-25: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI 82-25; V2: guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.

CEI EN 60904-1(CEI 82-1): dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2): dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3): dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.

CEI EN 61215 (CEI 82-8): moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.

CEI EN 61646 (82-12): moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.

CEI EN 61724 (CEI 82-15): rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.

CEI EN 61730-1 (CEI 82-27): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.

CEI EN 61730-2 (CEI 82-28): qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.

CEI EN 62108 (82-30): moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione

di tipo.

CEI EN 62093 (CEI 82-24): componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.

CEI EN 50380 (CEI 82-22): fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.

CEI EN 50521 (CEI 82-31): connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove.

CEI EN 50524 (CEI 82-34): fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici.

CEI EN 50530 (CEI 82-35): rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.

EN 62446 (CEI 82-38): grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.

CEI 20-91: cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici.

UNI 10349: riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici.

Altra Normativa sugli impianti elettrici

CEI 0-2: guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.

CEI 0-16: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 0-21: regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.

CEI 11-20: impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.

CEI EN 50438 (CT 311-1): prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.

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 EN 60099-1 (CEI 37-1): scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata

CEI EN 60439 (CEI 17-13): apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).

CEI EN 60445 (CEI 16-2): 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 (CEI 70-1): gradi di protezione degli involucri (codice IP).

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2): disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili - Parte 1: Definizioni.

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31): compatibilità elettromagnetica (EMC) - Parte 3: Limiti - Sezione 2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso $I_n = 16$ A per fase).

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43): 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 50470-1 (CEI 13-52): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparato di misura (indici di classe A, B e C).

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54): apparati per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C).

CEI EN 62305 (CEI 81-10): protezione contro i fulmini.

CEI 81-3: valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.

CEI 20-19: cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 20-20: cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V.

CEI 13-4: sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.

CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008: requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura.

Delibere AEEGSI

Connessione

Delibera ARG/ELT n. 33-08: condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell'energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV.

Deliberazione 84/2012/R/EEL: interventi urgenti relativi agli impianti di produzione di energia elettrica, con particolare riferimento alla generazione distribuita, per garantire la sicurezza del sistema elettrico nazionale.

Ritiro dedicato

Delibera ARG/ELT n. 280-07: modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell'energia elettrica ai sensi dell'articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387-03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239-04.

Servizio di misura

Delibera ARG/ELT n. 88-07: disposizioni in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti di generazione.

TIME (2016-2019) - Allegato B Delibera 654/2015/R/EEL: testo integrato delle disposizioni per l'erogazione del servizio di misura dell'energia elettrica.

TICA

Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA: testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).

Deliberazione ARG/ELT 124/10: Istituzione del sistema di Gestione delle Anagrafiche Uniche Degli Impianti di produzione e delle relative unità (GAUDI) e razionalizzazione dei flussi informativi tra i vari soggetti operanti nel settore della produzione di energia elettrica.

Deliberazione ARG/ELT n. 181-10: attuazione del decreto del Ministro dello Sviluppo Economico, di concerto con il Ministro dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare 6 agosto 2010, ai fini dell'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

TISP

Delibera ARG/ELT n. 188-05: definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005 con modifiche e integrazioni introdotte con le delibere n. 40/06, n. 260/06, 90/07, ARG/ELT 74/08 e ARG/ELT 1/09.

TISP - Delibera ARG/ELT n. 74-08: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per lo scambio sul posto.

Delibera ARG/ELT n.1-09: attuazione dell'articolo 2, comma 153, della legge n. 244/07 e dell'articolo 20 del decreto ministeriale 18 dicembre 2008, in materia di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili tramite la tariffa fissa onnicomprensiva e di scambio sul posto.

TISP - Allegato A alla deliberazione 570/2012/R/EEL: testo integrato delle modalità e delle condizioni tecnico-economiche per l'erogazione del servizio di scambio sul posto con integrazioni e modifiche apportate con deliberazioni 578/2013/R/EEL, 614/2013/R/EEL, 612/2014/R/EEL, 128/2017/R/EEL e 96/2018/R/EEL.

Documento per la consultazione 488/2013/R/EFR: scambio sul posto: aggiornamento del limite massimo per la restituzione degli oneri generali di sistema nel caso di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

TEP

Delibera EEN 3/08: aggiornamento del fattore di conversione dei kWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica.

TIQE

Deliberazione 646/2015/R/EEL: testo integrato della regolazione output-based dei servizi di distribuzione e misura dell'energia elettrica. Periodo di regolazione 2016-2023 (Versione modificata e integrata con deliberazione 38/2016/R/EEL)

TERNA

Gestione transitoria dei flussi informativi per GAUDÌ.

GAUDÌ - Gestione anagrafica unica degli impianti e delle unità di produzione.

FAQ GAUDÌ

Requisiti minimi per la connessione e l'esercizio in parallelo con la rete AT (Allegato A.68).

Criteri di connessione degli impianti di produzione al sistema di difesa di Terna (Allegato A.69).

Regolazione tecnica dei requisiti di sistema della generazione distribuita (Allegato A.70).

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

10. DEFINIZIONI

Definizioni - Rete Elettrica

Distributore

Persona fisica o giuridica responsabile dello svolgimento di attività e procedure che determinano il funzionamento e la pianificazione della rete elettrica di distribuzione di cui è proprietaria.

Rete del distributore

Rete elettrica di distribuzione AT, MT e BT alla quale possono collegarsi gli utenti.

Rete BT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 50 V fino a 1.000 V compreso in c.a.

Rete MT del distributore

Rete a tensione nominale superiore a 1.000 V in c.a. fino a 30.000 V compreso.

Utente

Soggetto che utilizza la rete del distributore per cedere o acquistare energia elettrica.

Gestore di rete

Il Gestore di rete è la persona fisica o giuridica responsabile, anche non avendone la proprietà, della gestione della rete elettrica con obbligo di connessione di terzi a cui è connesso l'impianto (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Gestore Contraente

Il Gestore Contraente è l'impresa distributrice competente nell'ambito territoriale in cui è ubicato l'impianto fotovoltaico (Deliberazione dell'AEEG n. 28/06).

Definizioni - Impianto Fotovoltaico

Angolo di inclinazione (o di Tilt)

Angolo di inclinazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al piano orizzontale (da IEC/TS 61836).

Angolo di orientazione (o di azimut)

L'angolo di orientazione del piano del dispositivo fotovoltaico rispetto al meridiano corrispondente. In pratica, esso misura lo scostamento del piano rispetto all'orientazione verso SUD (per i siti nell'emisfero terrestre settentrionale) o verso NORD (per i siti nell'emisfero meridionale). Valori positivi dell'angolo di azimut indicano un orientamento verso ovest e valori negativi indicano un orientamento verso est (CEI EN 61194).

BOS (Balance Of System o Resto del sistema)

Insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici.

Generatore o Campo fotovoltaico

Insieme di tutte le schiere di moduli fotovoltaici in un sistema dato (CEI EN 61277).

Cella fotovoltaica

Dispositivo fotovoltaico fondamentale che genera elettricità quando viene esposto alla radiazione solare (CEI EN 60904-3). Si tratta sostanzialmente di un diodo con grande superficie di giunzione, che esposto alla radiazione solare si comporta come un generatore di corrente, di valore proporzionale alla radiazione incidente su di esso.

Condizioni di Prova Standard (STC)

Comprendono le seguenti condizioni di prova normalizzate (CEI EN 60904-3):

- Temperatura di cella: 25 °C \pm 2 °C.
- Irraggiamento: 1000 W/m², con distribuzione spettrale di riferimento (massa d'aria AM 1,5).

Condizioni nominali

Sono le condizioni di prova dei moduli fotovoltaici, piani o a concentrazione solare, nelle quali sono rilevate le prestazioni dei moduli stessi, secondo protocolli definiti dalle pertinenti norme CEI (Comitato elettrotecnico italiano) e indicati nella Guida CEI 82- 25 e successivi aggiornamenti.

Data di entrata in esercizio di un impianto fotovoltaico

Data in cui si effettua il primo funzionamento dell'impianto in parallelo con il sistema elettrico, comunicata dal gestore di rete e dallo stesso registrata in GAUDÌ.

Dispositivo del generatore

Dispositivo installato a valle dei terminali di ciascun generatore dell'impianto di produzione (CEI 11-20).

Dispositivo di interfaccia

Dispositivo installato nel punto di collegamento della rete di utente in isola alla restante parte di rete del produttore, sul quale agiscono le protezioni d'interfaccia (CEI 11-20); esso separa l'impianto di produzione dalla rete di utente non in isola e quindi dalla rete del Distributore; esso comprende un organo di interruzione, sul quale agisce la protezione di interfaccia.

Dispositivo generale

Dispositivo installato all'origine della rete del produttore e cioè immediatamente a valle del punto di consegna dell'energia elettrica dalla rete pubblica (CEI 11-20).

Effetto fotovoltaico

Fenomeno di conversione diretta della radiazione elettromagnetica (generalmente nel campo della luce visibile e, in particolare, della radiazione solare) in energia elettrica mediante formazione di coppie elettrone-lacuna all'interno di semiconduttori, le quali determinano la creazione di una differenza di potenziale e la conseguente circolazione di corrente se collegate ad un circuito esterno.

Efficienza nominale di un generatore fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del generatore e l'irraggiamento solare incidente sull'area totale dei moduli, in STC; detta efficienza può essere approssimativamente ottenuta mediante rapporto tra la potenza nominale del generatore stesso (espressa in kWp) e la relativa superficie (espressa in m²), intesa come somma dell'area dei moduli.

Efficienza nominale di un modulo fotovoltaico

Rapporto fra la potenza nominale del modulo fotovoltaico e il prodotto dell'irraggiamento solare standard (1000 W/m²) per la superficie complessiva del modulo, inclusa la sua cornice.

Efficienza operativa media di un generatore fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.c. dal generatore fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Efficienza operativa media di un impianto fotovoltaico

Rapporto tra l'energia elettrica prodotta in c.a. dall'impianto fotovoltaico e l'energia solare incidente sull'area totale dei moduli, in un determinato intervallo di tempo.

Energia elettrica prodotta da un impianto fotovoltaico

L'energia elettrica (espressa in kWh) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata (o Inverter)

Apparecchiatura, tipicamente statica, impiegata per la conversione in corrente alternata della corrente continua prodotta dal generatore fotovoltaico.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico

Impianto di produzione di energia elettrica, mediante l'effetto fotovoltaico; esso è composto dall'insieme di moduli fotovoltaici (Campo fotovoltaico) e dagli altri componenti (BOS), tali da consentire di produrre energia elettrica e fornirla alle utenze elettriche e/o di immetterla nella rete del distributore.

Impianto (o Sistema) fotovoltaico collegato alla rete del distributore

Impianto fotovoltaico in grado di funzionare (ossia di fornire energia elettrica) quando è collegato alla rete del distributore.

Impianto fotovoltaico a concentrazione

Un impianto di produzione di energia elettrica mediante conversione diretta della radiazione solare, tramite l'effetto fotovoltaico; esso è composto principalmente da un insieme di moduli in cui la luce solare è concentrata, tramite sistemi ottici, su celle fotovoltaiche, da uno o più gruppi di conversione della corrente continua in corrente alternata e da altri componenti elettrici minori; il «fattore di concentrazione di impianto fotovoltaico a concentrazione» è il valore minimo fra il fattore di concentrazione geometrico e quello energetico, definiti e calcolati sulla base delle

procedure indicate nella Guida CEI 82-25.

Impianto fotovoltaico integrato con caratteristiche innovative

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli non convenzionali e componenti speciali, sviluppati specificatamente per sostituire elementi architettonici, e che risponde ai requisiti costruttivi e alle modalità di installazione indicate.

Impianto fotovoltaico con innovazione tecnologica

Impianto fotovoltaico che utilizza moduli e componenti caratterizzati da significative innovazioni tecnologiche.

Impianti con componenti principali realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'UE/SEE

A prescindere dall'origine delle materie prime impiegate, sono gli impianti fotovoltaici e gli impianti fotovoltaici integrati con caratteristiche innovative che utilizzano moduli fotovoltaici e gruppi di conversione realizzati unicamente all'interno di un Paese che risulti membro dell'Unione Europea o che sia parte dell'Accordo sullo Spazio Economico Europeo - SEE (Islanda, Liechtenstein e Norvegia), nel rispetto dei seguenti requisiti:

1. per i moduli fotovoltaici è stato rilasciato l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica (Factory Inspection Attestation, come indicata nella Guida CEI 82-25 e successivi aggiornamenti) ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: a) moduli in silicio cristallino: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; b) moduli fotovoltaici in film sottile (thin film): processo di deposizione, assemblaggio/laminazione e test elettrici; c) moduli in film sottile su supporto flessibile: stringatura celle, assemblaggio/laminazione e test elettrici; d) moduli non convenzionali e componenti speciali: oltre alle fasi di lavorazione previste per i punti a), b) e c), a seconda della tipologia di modulo, anche le fasi di processo che determinano la non convenzionalità e/o la specialità; in questo caso, all'interno del Factory Inspection Attestation va resa esplicita anche la tipologia di non convenzionalità e/o la specialità.

2. Per i gruppi di conversione è stato rilasciato, da un ente di certificazione accreditato EN 45011 per le prove su tali componenti, l'attestato di controllo del processo produttivo in fabbrica ai fini dell'identificazione dell'origine del prodotto, a dimostrazione che almeno le seguenti lavorazioni sono state eseguite all'interno dei predetti Paesi: progettazione, assemblaggio, misure/collauda.

Impianto fotovoltaico con moduli collocati a terra

Impianto per il quale i moduli non sono fisicamente installati su edifici, serre, barriere acustiche o fabbricati rurali, né su pergole, tettoie e pensiline, per le quali si applicano le definizioni di cui all'articolo 20 del DM 6 agosto 2010.

Inseguitore della massima potenza (MPPT)

Dispositivo di comando dell'inverter tale da far operare il generatore fotovoltaico nel punto di massima potenza. Esso può essere realizzato anche con un convertitore statico separato dall'inverter, specie negli impianti non collegati ad un sistema in c.a.

Energia radiante

Energia emessa, trasportata o ricevuta in forma di onde elettromagnetiche.

Irradiazione

Rapporto tra l'energia radiante che incide su una superficie e l'area della medesima superficie.

Irraggiamento solare

Intensità della radiazione elettromagnetica solare incidente su una superficie di area unitaria. Tale intensità è pari all'integrale della potenza associata a ciascun valore di frequenza dello spettro solare (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico

Il più piccolo insieme di celle fotovoltaiche interconnesse e protette dall'ambiente circostante (CEI EN 60904-3).

Modulo fotovoltaico in c.a.

Modulo fotovoltaico con inverter integrato; la sua uscita è solo in corrente alternata: non è possibile l'accesso alla parte in continua (IEC 60364-7-712).

Pannello fotovoltaico

Gruppo di moduli fissati insieme, preassemblati e cablati, destinati a fungere da unità installabili (CEI EN 61277).

Perdite per mismatch (o per disaccoppiamento)

Differenza fra la potenza totale dei dispositivi fotovoltaici connessi in serie o in parallelo e la somma delle potenze di ciascun dispositivo, misurate separatamente nelle stesse condizioni. Deriva dalla differenza fra le caratteristiche tensione corrente dei singoli dispositivi e viene misurata in W o in percentuale rispetto alla somma delle potenze (da

IEC/TS 61836).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un generatore fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp), determinata dalla somma delle singole potenze nominali (o massime o di picco o di targa) di ciascun modulo costituente il generatore fotovoltaico, misurate in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un impianto fotovoltaico

Per prassi consolidata, coincide con la potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) del suo generatore fotovoltaico.

Potenza nominale (o massima, o di picco, o di targa) di un modulo fotovoltaico

Potenza elettrica (espressa in Wp) del modulo, misurata in Condizioni di Prova Standard (STC).

Potenza effettiva di un generatore fotovoltaico

Potenza di picco del generatore fotovoltaico (espressa in Wp), misurata ai morsetti in corrente continua dello stesso e riportata alle Condizioni di Prova Standard (STC) secondo definite procedure (CEI EN 61829).

Potenza prodotta da un impianto fotovoltaico

Potenza di un impianto fotovoltaico (espressa in kW) misurata all'uscita dal gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, resa disponibile alle utenze elettriche e/o immessa nella rete del distributore.

Produzione netta di un impianto

Produzione lorda diminuita dell'energia elettrica assorbita dai servizi ausiliari di centrale, delle perdite nei trasformatori principali e delle perdite di linea fino al punto di consegna dell'energia alla rete elettrica.

Produzione lorda di un impianto

Per impianti connessi a reti elettriche in media o alta tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata in bassa tensione, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e prima che sia effettuata la trasformazione in media o alta tensione per l'immissione nella rete elettrica; per impianti connessi a reti elettriche in bassa tensione, l'energia elettrica misurata all'uscita del gruppo di conversione della corrente continua in corrente alternata, ivi incluso l'eventuale trasformatore di isolamento o adattamento, prima che essa sia resa disponibile alle eventuali utenze elettriche del soggetto responsabile e immessa nella rete elettrica.

Produzione netta aggiuntiva di un impianto

Aumento espresso in kWh, ottenuto a seguito di un potenziamento, dell'energia elettrica netta prodotta annualmente e misurata attraverso l'installazione di un gruppo di misura dedicato.

Punto di connessione

Punto della rete elettrica, come definito dalla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e sue successive modifiche e integrazioni.

Radiazione solare

Integrale dell'irraggiamento solare (espresso in kWh/m²), su un periodo di tempo specificato (CEI EN 60904-3).

Sezioni

"...l'impianto fotovoltaico può essere composto anche da sezioni di impianto a condizione che:

- a) all'impianto corrisponda un solo soggetto responsabile;
- b) ciascuna sezione dell'impianto sia dotata di autonoma apparecchiatura per la misura dell'energia elettrica prodotta ai sensi delle disposizioni di cui alla deliberazione n. 88/07;
- c) il soggetto responsabile consenta al soggetto attuatore l'acquisizione per via telematica delle misure rilevate dalle apparecchiature per la misura di cui alla precedente lettera b), qualora necessaria per gli adempimenti di propria competenza. Tale acquisizione può avvenire anche per il tramite dei gestori di rete sulla base delle disposizioni di cui all'articolo 6, comma 6.1, lettera b), della deliberazione n. 88/07;
- d) a ciascuna sezione corrisponda una sola tipologia di integrazione architettonica di cui all'articolo 2, comma 1, lettere da b1) a b3) del decreto ministeriale 19 febbraio 2007, ovvero corrisponda la tipologia di intervento di cui all'articolo 6, comma 4, lettera c), del medesimo decreto ministeriale;
- e) la data di entrata in esercizio di ciascuna sezione sia univocamente definibile....." (ARG-elt 161/08).

Soggetto responsabile

Il soggetto responsabile è la persona fisica o giuridica responsabile della realizzazione e dell'esercizio dell'impianto fotovoltaico.

Sottosistema fotovoltaico

Parte del sistema o impianto fotovoltaico; esso è costituito da un gruppo di conversione c.c./c.a. e da tutte le stringhe fotovoltaiche che fanno capo ad esso.

Stringa fotovoltaica

Insieme di moduli fotovoltaici collegati elettricamente in serie per ottenere la tensione d'uscita desiderata.

Temperatura nominale di lavoro di una cella fotovoltaica (NOCT)

Temperatura media di equilibrio di una cella solare all'interno di un modulo posto in particolari condizioni ambientali (irraggiamento: 800 W/m², temperatura ambiente: 20 °C, velocità del vento: 1 m/s), elettricamente a circuito aperto ed installato su un telaio in modo tale che a mezzogiorno solare i raggi incidano normalmente sulla sua superficie esposta (CEI EN 60904-3).

Art. 9, comma 1 (D. Lgs. n°79 del 16-03-99) L'attività di distribuzione

Le imprese distributrici hanno l'obbligo di connettere alle proprie reti tutti i soggetti che ne facciano richiesta, senza compromettere la continuità del servizio e purché siano rispettate le regole tecniche nonché le deliberazioni emanate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas in materia di tariffe, contributi ed oneri. Le imprese distributrici operanti alla data di entrata in vigore del presente decreto, ivi comprese, per la quota diversa dai propri soci, le società cooperative di produzione e distribuzione di cui all'articolo 4, numero 8, della legge 6 dicembre 1962, n. 1643, continuano a svolgere il servizio di distribuzione sulla base di concessioni rilasciate entro il 31 marzo 2001 dal Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato e aventi scadenza il 31 dicembre 2030. Con gli stessi provvedimenti sono individuati i responsabili della gestione, della manutenzione e, se necessario, dello sviluppo delle reti di distribuzione e dei relativi dispositivi di interconnessione, che devono mantenere il segreto sulle informazioni commerciali riservate; le concessioni prevedono, tra l'altro, misure di incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia secondo obiettivi quantitativi determinati con decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato di concerto con il Ministro dell'ambiente entro novanta giorni dalla data di entrata in vigore del presente decreto.