

Regione
Emilia-Romagna



Regione Emilia-Romagna

Provincia di
Ferrara



Comune di
Mesola



PARCO FOTOVOLTAICO E
RELATIVE OPERE DI
CONNESSIONE ALLA RTN DI
POTENZA PARI A 6,29 MW
NEL COMUNE DI MESOLA
(FE).

r_emiro.Giunta - Prot. 08/05/2024.0468862.E Copia conforme
dell'originale sottoscritto digitalmente da CIS GIOVANNI

PROGETTISTA INCARICATO:

Ing. Giovanni Cis
Tel. 3490737323
Pec: giovanni.cis@ingpec.eu



Ing. Francesca Domeneghetti
Tel. 3343716779
Pec: planum@legalmail.it



Dott. Pian. Alberto Azzolina
Tel. 3476498669
Pec: planum@legalmail.it



Scala

Titolo elaborato:

Formato

A4

Relazione

tecnica descrittiva

CODICE ELABORATO

PROGETTO	CLASSE	TIPO	PROG.
RV-FV-ER-37	SCR	R	02

TECNICI COINVOLTI

Ing. Giovanni Cis
Ing. Francesca Domeneghetti
Ing. Sara Domeneghetti
Ing. Rossana Basileo
Dott.ssa Geol. Sara Bedeschi
Dott. Pian. Alberto Azzolina

Rev.	Data	Descrizione	Redige	Verifica	Approva
00	10/2023	Prima emissione	CMH	RC	G
01					
02					
03					
04					
05					
06					

GESTORE RETE ELETTRICA

e-distribuzione

SOCIETA' PROPONENTE:

OPR SUN 31 SRL
Via Ceresio, 7 - 20154 Milano
PEC: oprsun31@legalmail.it
REA: MI - 2702823 P.iva 13086470963

SOCIETA' di PROGETTAZIONE:

RENVALUE SRL
Via Ceresio, 7 - 20154 Milano
P.iva 05418080288

PLANUM SRL
Via Daniele Manin, 53 - 30174 Venezia
P.iva 04480300278

Indice

1	Dati generali di progetto	3
2	Descrizione dell'intervento.....	4
3	Localizzazione del sito	5
4	Analisi alternative	7
4.1	Alternative di localizzazione	7
4.2	Alternative progettuali di layout	7
5	Calcolo della produzione fotovoltaica.....	8
5.1	Strumento utilizzato	8
5.2	Dati meteo utilizzati.....	8
5.3	Stima di produttività.....	8
5.3.1	Produzione ad impianto nuovo.....	8
5.4	Incremento di produzione per l'utilizzo di moduli bifacciali.....	14
5.5	Stima di Produttività dell'impianto nel periodo di vita operativa	14
6	Descrizione delle opere in progetto.....	15
6.1	Scavi e viabilità interna.....	15
6.2	Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico	16
7	Impianto fotovoltaico	18
7.1	Pannello FTV	19
7.2	Gruppo di conversione C.C./C.A.....	19
7.3	Quadro di bassa per parallelo AC	21
7.4	Trasformatore.....	22
7.5	Rete MT di connessione tra cabine.....	22
7.6	Cavi DC/AC e MT.....	22
7.7	Calcoli e verifiche di progetto	23
7.8	Sistema SCARDA ed RTU e Telecontrollo	24
7.9	Sistemi di TLC.....	24
7.10	Sistema di sicurezza e antintrusione	25
7.11	Impianti di illuminazione	25
7.12	Impianto di terra.....	25
7.13	Connessione alla rete elettrica.....	25
8	Norme e documentazione di riferimento	26

9	Allegato A.....	32
---	-----------------	----

1 Dati generali di progetto

Ubicazione	
Regione	Emilia-Romagna
Provincia	Ferrara
Comune	Mesola
Riferimenti catastali	Foglio: 4, Mappali: 93,95
Superficie totale di impianto	9,27 ha
Società proponente	
Ragione sociale	OPR SUN 31 SRL
P.iva e c.f.	13086470963
Indirizzo sede legale	Via Ceresio, 7, CAP 20154, Milano (MI)
PEC	oprsun31@legalmail.it
Grandezze principali di impianto	
Potenza DC	6.291,04 kW
Potenza AC di connessione	5.120,00 kW
Componenti principali di impianto	
Cabina di consegna	n.1 cabina DG2061 edizione 9 (consegna)
Cabina utente	n.1 cabina DG2061 edizione 9 (utente)
Cabina di trasformazione	n.2 Skid con trasformatori da 2600 kVA
Inverter di stringa	n.16 Inverter da 320 kW
Moduli	n.9184 moduli da 685 Wp
Tracker	Mono-assiali 1P con azimuth 28°
Opere di connessione alla rete	
Tensione di connessione	15 kV – MT – Media Tensione
Gestore di rete	E-Distribuzione S.P.A.
Cod. pratica	359923480
POD	IT001E111626596 (Art. 37, c.1 Delibera 11/06)

2 Descrizione dell'intervento

Nella presente relazione tecnico specialistica vengono illustrate le scelte progettuali adottate per la realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia da fonte solare, di potenza di picco pari a **6.291,04 kWp**, con tracker ad inseguimento mono-assiale (est-ovest), nel Comune di **MESOLA (Provincia di FERRARA)** e delle opere connesse ed infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio dell'impianto.

L'impianto in questione sarà del tipo a pannelli fotovoltaici su strutture ad inseguimento infisse nel terreno, esso sarà essenzialmente composto dai seguenti elementi:

- Strutture di sostegno ad inseguimento mono assiale "tracker";
- Pannelli fotovoltaici;
- Quadri Elettrici BT;
- Inverter di stringa per la conversione CC/CA;
- Cabina utente di misura e di trasformazione BT/MT;
- Cabina Consegna MT;
- Fanno parte dell'impianto elementi ausiliari e complementari:
- Impianti ausiliari;
- Sistema di sicurezza e sorveglianza;
- Viabilità di accesso e strade di servizio;
- Recinzione perimetrale;

Il posizionamento delle apparecchiature e delle strutture dell'impianto, nonché il tracciamento delle opere edili, è stato eseguito partendo dalla superficie complessivamente disponibile all'interno dell'area adibita ad attività produttive.

Dal confronto delle misure effettuate sulla zona geografica, dei dati satellitari e delle mappe catastali, si è pervenuto ad una prima tracciatura dei confini dell'impianto, nel seguente capitolo viene descritto più nel dettaglio l'inquadramento del sito.

3 Localizzazione del sito

L'area oggetto di intervento per la realizzazione dell'impianto fotovoltaico è ubicata nel comune di **MESOLA** in provincia di **FERRARA**, in un terreno di circa **9,27 ha**, sito nei pressi di un area produttiva del comune di CODIGORO. Nello specifico il sito si trova, in un raggio di entro 500 metri dal terreno censito industriale. Il sito risulta progettato su **un lotto** per il quale il è prevista l'installazione di tracker inseguitori. L'impianto è accessibile da SP 68

Le coordinate geografiche di riferimento, latitudine e longitudine (WGS84) sono:

- Latitudine Nord del centro: **44,92866722219214**
- Longitudine Est del centro: **12,117174640701682**

Il terreno è censito al **Foglio: 4, Mappali: 93,95**

L'impianto sarà connesso alla rete e-distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT ARIANO



Figura 1 - Layout impianto

4 Analisi alternative

4.1 Alternative di localizzazione

Allo scopo di contribuire al perseguimento degli obiettivi comunitari, nazionali e regionali di diffusione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica e contestualmente di tutelare e preservare i valori ambientali del territorio dai possibili impatti generati dagli impianti di produzione di energia, nell'analisi delle alternative di localizzazione sono state scartate tutte le aree interessate dai vincoli esplicitamente indicati nei vari regolamenti urbanistici comunali e sovracomunali.

Al netto di quanto detto finora, per effettuare la scelta dell'area di intervento si sono ricercati terreni aventi i seguenti criteri:

- ottima esposizione solare ai fini del miglior rendimento dell'impianto (ad es. assenza di edifici alti in prossimità dell'impianto che causerebbero ombreggiamento);
- facilmente raggiungibili dalla viabilità esistente;
- a morfologia perlopiù pianeggiante ai fini di una facile cantierizzazione e progettazione degli elementi dell'impianto;
- lontani dai principali centri abitati della zona;
- con presenza di infrastrutture per la distribuzione elettrica;
- sui quali è stato possibile acquisire i diritti di superficie.

La scelta localizzativa finale proposta, pertanto, è costituita da un terreno ubicato a **in prossimità della zona industriale di CODIGORO**, su area che non presenta interferenze con edifici e manufatti di valenza storico-culturale e che non è caratterizzata da suoli ad elevata capacità d'uso o da paesaggi agrari di particolare pregio o habitat di interesse naturalistico.

4.2 Alternative progettuali di layout

Gli impianti fotovoltaici con moduli collocati a terra possono essere di due tipi: impianti fotovoltaici ad inseguimento solare mono-assiali o biassiali oppure impianti fotovoltaici a terra con sistemi fissi.

Per quanto riguarda gli impianti fotovoltaici "ad inseguimento solare" - definiti anche "vele solari" per la forma – possono essere:

- Biassiali: con moduli collocati a terra dotati di uno o più motori che muovono i pannelli fotovoltaici in modo tale che siano sempre perpendicolari alla fonte solare, ricevendo quindi il massimo irraggiamento disponibile;
- Mono-assiali: con moduli che inseguono il sole secondo un solo asse, da Est ad Ovest, lasciando invariata l'inclinazione, oppure inseguono da Nord a Sud lasciando invariata la direzione a Sud, l'azimut.
- Gli impianti con sistemi fissi invece possono essere fissati a terra su pali autoportanti oppure su plinti in calcestruzzo.

Nel caso del progetto in esame, allo scopo di massimizzare la produzione energetica ed in considerazione della morfologia delle aree individuate, la scelta progettuale e di layout per il progetto in esame è stata quella di installare i moduli a terra tramite tracker mono-assiali, in acciaio zincato, con inseguitore, asse orizzontale N-S orientati con un angolo di azimut di 28°.

5 Calcolo della produzione fotovoltaica

5.1 Strumento utilizzato

Il calcolo della produzione fotovoltaica è stato realizzato con riferimento alla posizione geografica del sito utilizzando come strumento PVsyst.

PVsyst è riconosciuto come uno strumento attendibile e affidabile nella stima della produzione di energia da fonte fotovoltaica.

5.2 Dati meteo utilizzati

PVsyst simula la produzione di energia utilizzando dati meteo rielaborati su base statistica.

Come Base Dati Meteo si è utilizzato Pvgis, il quale fornisce una banca dati di dati meteorologici per la progettazione di sistemi solari e la simulazione energetica degli edifici per qualsiasi località del mondo. Si avvale di una esperienza di oltre 25 anni nello sviluppo di banche dati per applicazioni energetiche.

5.3 Stima di produttività

5.3.1 Produzione ad impianto nuovo

Al fine di una immediata leggibilità e confronto, la producibilità fotovoltaica, calcolata con PVsyst è riportata nelle tabelle seguenti. Si sono dovute effettuare due simulazioni distinte, una per la porzione di impianto provvista di tracker e una per la porzione in cui verranno installate vele fisse. Di seguito si riportano i grafici e i risultati provenienti dal report generato dal software di simulazione:

Project summary									
Geographical Site		Situation		Project settings					
Canale Bianco		Latitude		Albedo					
Italy		44.93 °N		0.20					
		Longitude							
		12.12 °E							
		Altitude		11 m					
		Time zone		UTC+1					
Meteo data									
Canale Bianco									
PVGIS api TMY									

System summary					
Grid-Connected System		Tracking system		User's needs	
PV Field Orientation		Near Shadings		Unlimited load (grid)	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Linear shadings			
Axis azimuth					
-28 °					
System information					
PV Array		Inverters			
Nb. of modules	9072 units	Nb. of units	16 units		
Pnom total	6214 kWp	Pnom total	5120 kWac		
		Pnom ratio	1.214		

Results summary					
Produced Energy	10002 MWh/year	Specific production	1610 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	81.28 %

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth -28 °

Tracking system

Trackers configuration

Nb. of trackers 328 units

Sizes

Tracker Spacing 4.50 m

Collector width 2.38 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 53.0 %

Phi min / max. +/- 90.0 °

Shading limit angles

Phi limits +/- 57.8 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Near Shadings

Linear shadings

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial system

Model

2D Calculation

unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 4.50 m

Tracker width 2.38 m

GCR 53.0 %

Axis height above ground 2.10 m

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20

Bifaciality factor 80 %

Rear shading factor 5.0 %

Rear mismatch loss 1.0 %

Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

Risen Energy Co., Ltd

Model

RSM132-8-685BNDG

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 685 Wp

Number of PV modules 9072 units

Nominal (STC) 6214 kWp

Modules 324 Strings x 28 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 5720 kWp

U mpp 1018 V

I mpp 5619 A

Total PV power

Nominal (STC) 6214 kWp

Total 9072 modules

Module area 28181 m²

Cell area 26405 m²

Inverter

Manufacturer

Sungrow

Model

SG350HX-20A-Preliminary

(Original PVsyst database)

Unit Nom. Power 320 kWac

Number of inverters 16 units

Total power 5120 kWac

Operating voltage 500-1500 V

Max. power (=>30°C) 352 kWac

Pnom ratio (DC:AC) 1.21

Total inverter power

Total power 5120 kWac

Nb. of inverters 16 units

Pnom ratio 1.21

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 1.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance

Uc (const) 29.0 W/m²K

Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

DC wiring losses

Global array res. 3.0 mΩ

Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.2 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.1 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	20°	40°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.992	0.978	0.946	0.850	0.000

System losses

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power 4.0 W/kW

0.0 kW from Power thresh.

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo

Inverter voltage 800 Vac tri

Loss Fraction 1.39 % at STC

Inverter: SG350HX-20A-Preliminary

Wire section (16 Inv.) Alu 16 x 3 x 240 mm²

Average wires length 177 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV

Average each inverter

Wires Alu 3 x 70 mm²

Length 121 m

Loss Fraction 0.07 % at STC

AC losses in transformers

MV transfo

Grid voltage 15 kV

Operating losses at STC

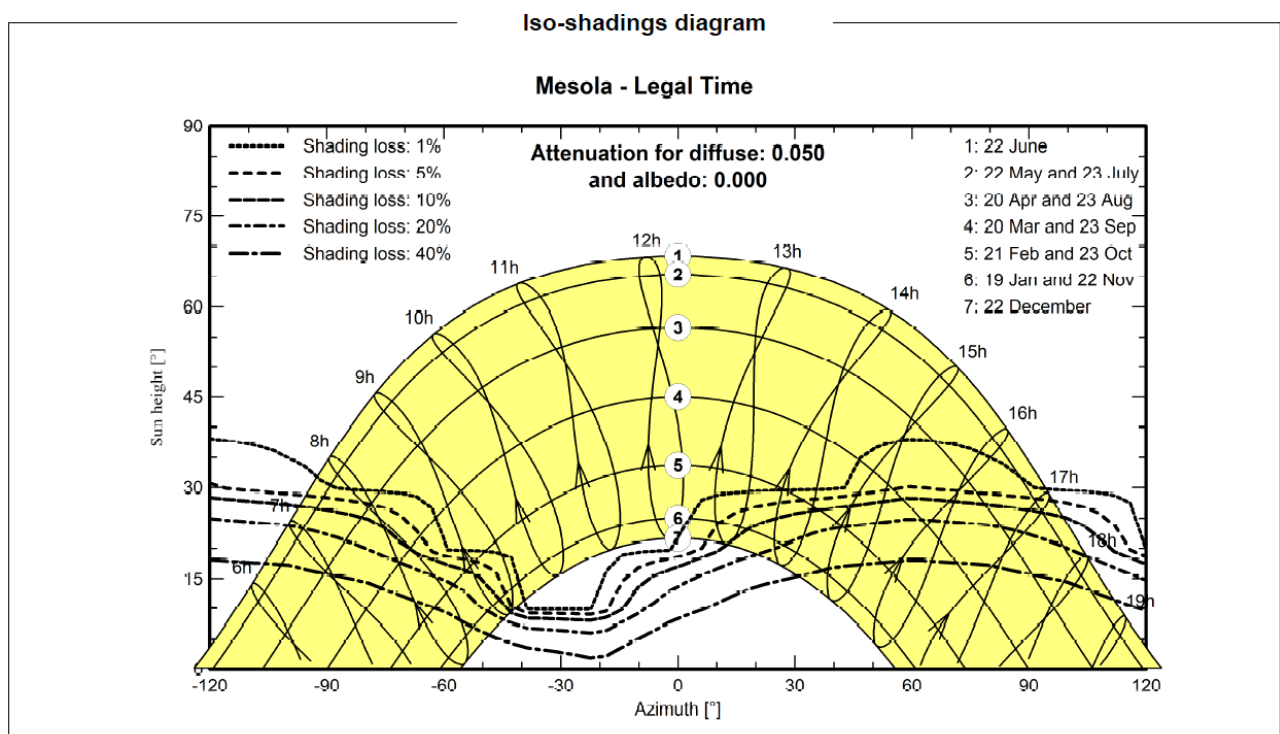
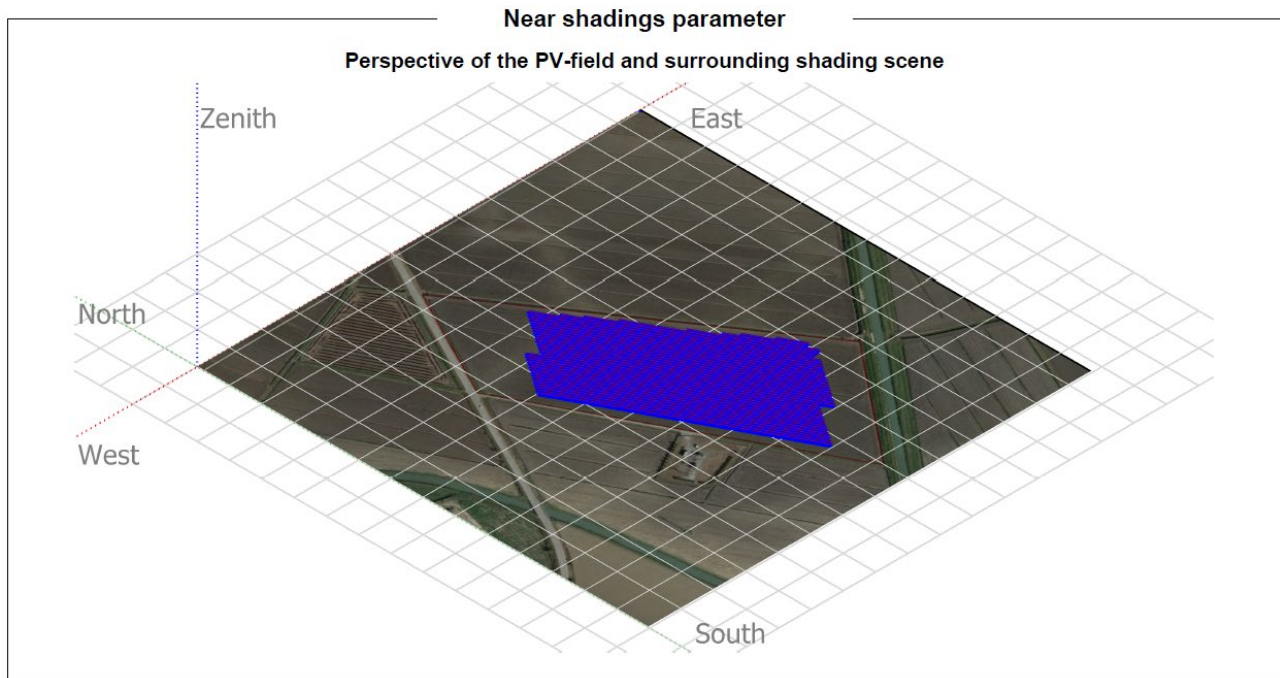
Nominal power at STC 6123 kVA

Iron loss (24/24 Connexion) 3.06 kW/Inv.

Loss Fraction 0.10 % at STC

Coils equivalent resistance 3 x 2.09 mΩ/inv.

Loss Fraction 1.00 % at STC



Main results

System Production

Produced Energy

10002 MWh/year

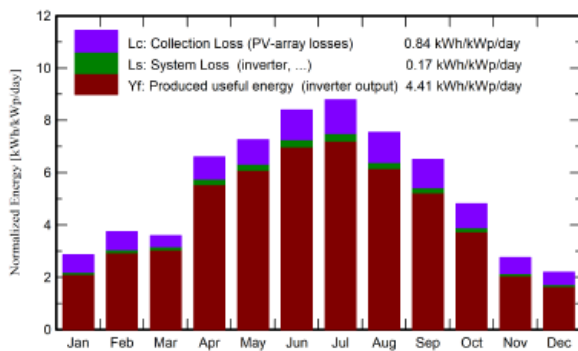
Specific production

1610 kWh/kWp/year

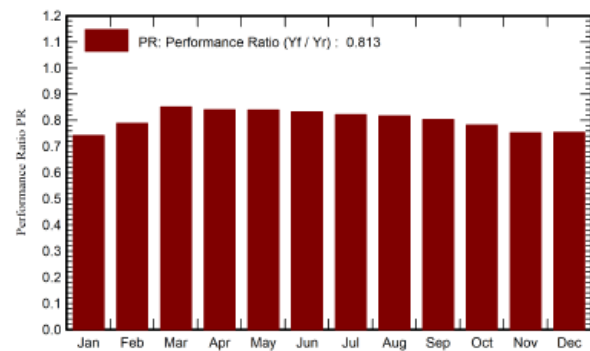
Performance Ratio PR

81.28 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	MWh	MWh	ratio
January	52.1	24.67	4.49	88.5	66.2	424	408	0.742
February	68.3	30.84	6.52	104.7	84.0	532	513	0.789
March	86.1	49.25	7.95	111.1	95.9	611	588	0.851
April	152.1	68.50	14.54	198.1	176.5	1075	1035	0.841
May	177.4	72.54	18.49	225.2	204.8	1221	1174	0.839
June	198.0	75.32	22.28	251.8	231.3	1355	1303	0.833
July	210.6	79.51	23.75	272.3	248.1	1446	1391	0.822
August	176.0	69.66	22.93	233.7	209.5	1232	1186	0.817
September	140.0	50.57	20.91	195.4	171.2	1013	976	0.804
October	98.3	35.67	15.65	148.9	124.2	751	724	0.782
November	52.2	25.30	10.60	82.5	63.7	401	385	0.751
December	41.7	21.26	6.80	68.0	51.8	332	319	0.754
Year	1452.8	603.09	14.61	1980.3	1727.1	10393	10002	0.813

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

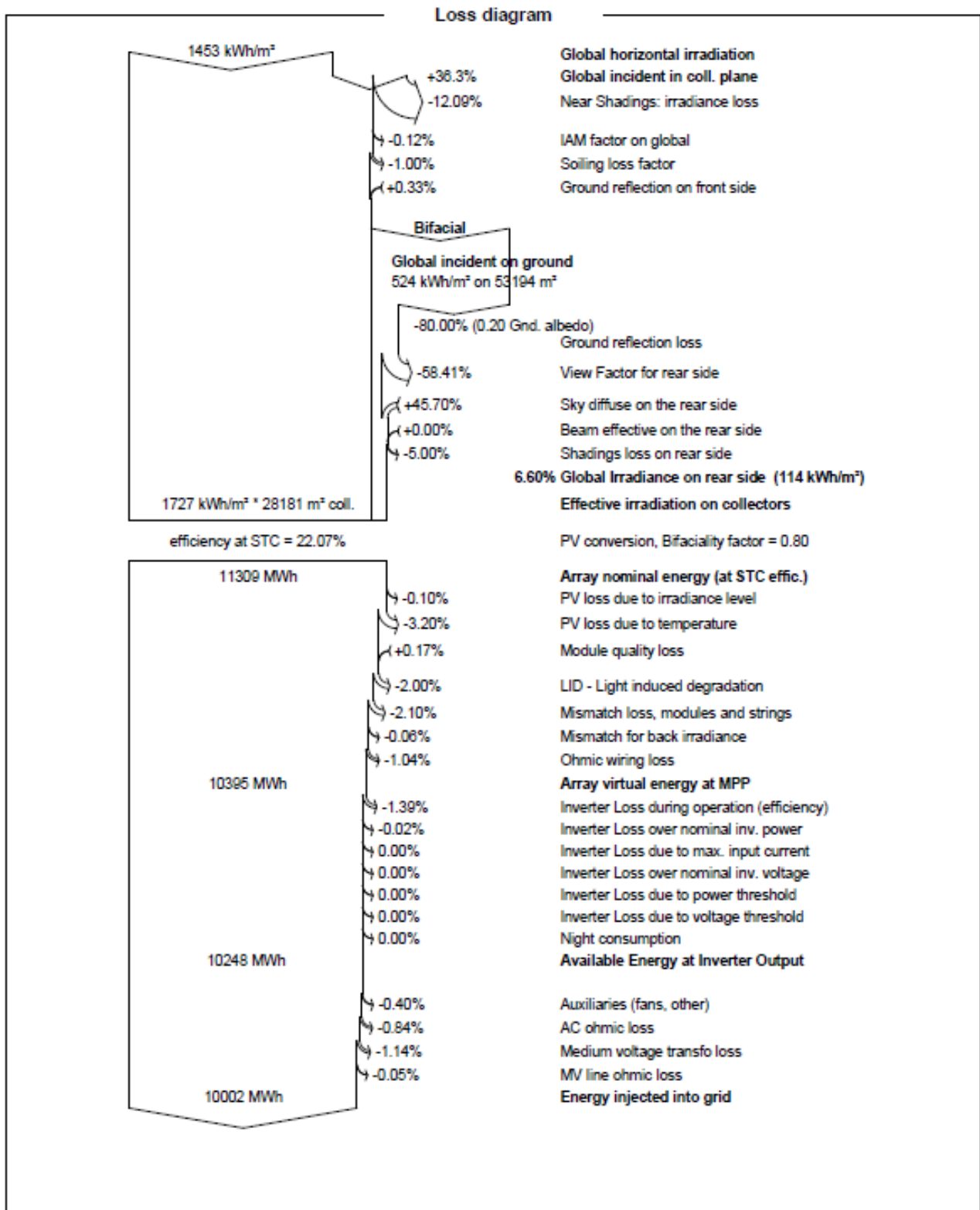
GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio



5.4 Incremento di produzione per l'utilizzo di moduli bifacciali

Nell'impianto in analisi, si utilizzeranno moduli fotovoltaici bifacciali. Significa che anche il retro del modulo, colpito dalla radiazione riflessa dal terreno e dall'atmosfera, contribuisce alla produzione fotovoltaica. La stima è difficile, essendo questo contributo estremamente variabile in dipendenza della radiazione diretta che arriva al suolo e dall'albedo dello stesso. Dalla letteratura tecnica, riguardante questo argomento, si riscontra un aumento di produzione compreso nel range 5% - 20% della produzione della componente "Front".

L'albedo risulta estremamente variabile, anche a parità di superficie. Ad esempio, l'albedo assume un valore tipico di 0,20 per erba secca, mentre l'erba fresca ha un valore caratteristico di circa 0,26. Nel caso analizzato, nel periodo di maggior produzione, considerata le specie agricole coltivate, si può ragionevolmente assumere il valore di albedo dell'erba secca pari a colture agricole, ovvero sia un valore di **albedo 0,20**.

L'applicazione di questo coefficiente di albedo comporta, per impianti fotovoltaici mono assiali, un incremento di produzione del 10%. **Cautelativamente, nelle tabelle che seguono ci si riferisce ad un incremento dato dalla facciata "back" dei moduli fotovoltaico biassiali del 5%.**

La Producibilità Fotovoltaica Unitaria Annuale incrementata per l'utilizzo dei moduli bifacciali è pari a **1610 kWh/kWp/anno**.

5.5 Stima di Produttività dell'impianto nel periodo di vita operativa

La produzione effettiva del pannello si calcola moltiplicando la produzione unitaria emersa dall'analisi con PVsyst per la potenza installata dell'impianto, in questo caso facendo una media ponderata sulla potenza per considerare le due porzioni di impianto su menzionate.

Produced Energy = 1610*6713 ≈ 10.801,22 MWh/year

La tabella che segue riporta la stima di produzione per ciascun anno di vita operativa (per un totale di 30 anni), riducendola delle perdite per vetustà:

PRODUZIONE IMPIANTO

ANNO	MWh/anno	ANNO	MWh/anno
1	10801,22	16	10072,13765
2	10752,61451	17	10023,53216
3	10704,00902	18	9974,92667
4	10655,40353	19	9926,32118
5	10606,79804	20	9877,71569
6	10558,19255	21	9829,1102
7	10509,58706	22	9780,50471
8	10460,98157	23	9731,89922
9	10412,37608	24	9683,29373
10	10363,77059	25	9634,68824
11	10315,1651	26	9586,08275
12	10266,55961	27	9537,47726
13	10217,95412	28	9488,87177
14	10169,34863	29	9440,26628
15	10120,74314	30	9391,66079
TOTALE MWh =			302893,2119
PRODUZIONE MEDIA NEI 30 ANNI=			10096,4404

Tabella 1 - Produzione dell'impianto negli anni

INQUINANTE	FATTORE EMISSIVO	ENERGIA PRODOTTA MEDIA [kWh/anno]	VITA IMPIANTO [anni]	EMISSIONI RISPARMIATE	
	[g/kWh]			T/a	T
CO ₂	444	10096440,4	30	4482,8195	134484,5861
NO _x	0,6			6,0578642	181,7359271
SO _x	0,59			5,9568998	178,706995
Polveri	0,12			1,2115728	36,34718542

Tabella 2 - Prodotti inquinanti che non vengono messi in atmosfera

6 Descrizione delle opere in progetto

L'impianto sarà costituito da **9.184 moduli**, aventi potenza di picco **685 Wp** e dimensione di 1.303 mm x 2.384 mm. I moduli sono montati sulla struttura che ruota da Est a Ovest con angolazione massima $\pm 60^\circ$, inseguendo la posizione del sole in modo da ottimizzare la produzione di energia elettrica, nel caso della sezione di impianto provvista di tracker;

Il gruppo di movimentazione è dotato di alimentazione propria ordinaria.

L'impianto avrà due **cabine di trasformazione BT/MT** di 2600 kVA.

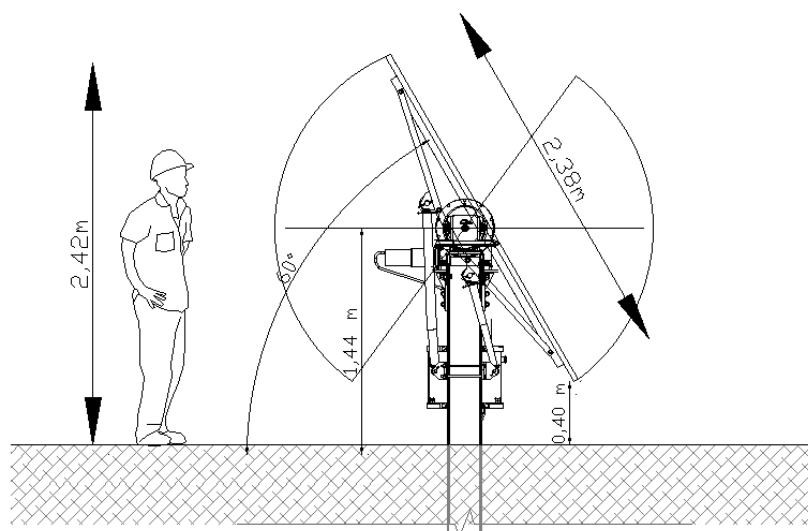


Figura 2 - Tracker e asse di rotazione

6.1 Scavi e viabilità interna

Le linee elettriche destinate al trasporto dell'energia e del segnale verranno, per la maggior parte, interrate con la logica di seguito descritta:

- I collegamenti tra quadri di stringa ed inverter avverranno con cavi nudi (ossia interrati direttamente e non posati all'interno di cavidotti);
- le linee MT interne al campo saranno posate con la medesima modalità;
- Gli scavi avranno in sezione dimensioni minime di:
 - 80 x 90 cm (L x H) per le linee di illuminazione perimetrali, linee videosorveglianza e linee dati;
 - 25 x 10 cm (L x H) per le linee dagli inverter di campo alla cabina di trasformazione;
 - 25 x 10 cm (L x H) per le linee di media tensione e bassa tensione ausiliari.
- La larghezza dello scavo potrà variare in relazione al numero di linee elettriche che dovranno essere posate.

- I materiali rinvenuti dagli scavi a sezione ristretta, realizzati per la posa dei cavi, saranno temporaneamente depositati in prossimità degli scavi stessi o in altri siti individuati nel cantiere. Successivamente lo stesso materiale sarà riutilizzato per il rinterro. Non è previsto, quindi, movimentazione di terre e rocce al di fuori dell'area di intervento. Le linee verranno segnalate con opportuno nastro segnalatore interrato. Eventuali pozzetti saranno opportunamente riempiti di sabbia, per scongiurare furti.

La viabilità interna e la piazzola circostante le cabine sarà costituita da materiale di vario spessore. Di seguito una sezione tipo della strada interna

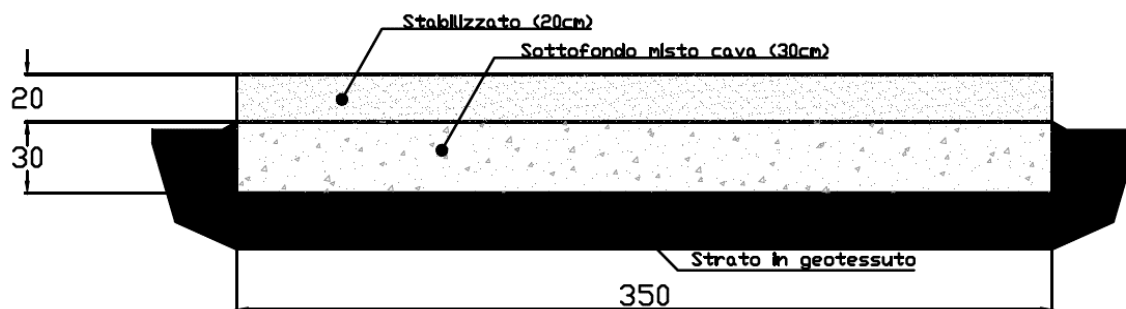


Figura 3 - Tipologico viabilità interna con stabilizzato

6.2 Strutture di sostegno del generatore fotovoltaico

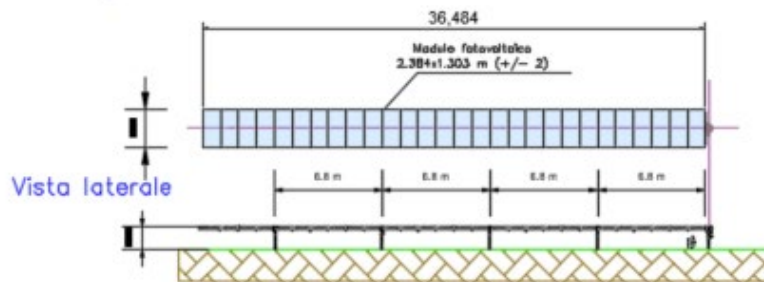
I moduli fotovoltaico saranno, in parte, installati su strutture ad inseguimento solare di tipo “mono-assiale” che girano attorno ad asse polare (la rotazione avviene attorno ad un asse parallelo all’asse di rotazione terrestre nord-sud) prodotto dalla SOLTIGUA SRL che consente di realizzare gruppo ad inseguimento di lunghezza fino a circa 40 m con un unico gruppo motorizzato centrale in corrente continua, alimentato da un sistema isolato costituito da un pannello fotovoltaico ed un gruppo di accumulo dedicato.



Figura 4 – Tracker

Tracker singolo 28 moduli

Vista superiore



Tracker singolo 42 moduli

Vista superiore



Tracker singolo 56 moduli

Vista superiore



SPECIFICHE TECNICHE PRINCIPALI	
Tipologia di tracker:	Inseguitore solare orizzontale monoassiale indipendente; Possibile qualsiasi azimut (idealmente N-S);
Algoritmo di tracking:	Formule astronomiche accurate; precisione di tracking = 1.0°. Backtracking 3D individuale, adattabilità al profilo del terreno
Range di rotazione:	Standard $\pm 55^\circ$; opzione $\pm 60^\circ$ disponibile.
Ground cover ratio:	Liberamente configurabile dal cliente (tra 34% e 50%)
Moduli compatibili:	Moduli con frame; Tutte le principali marche
Montaggio del modulo:	1 modulo portrait; 2 moduli landscape
Movimentazione:	1 motore indipendente per tracker
Potenza di picco per tracker	45 kWp (considerando moduli da 500 Wp)
N° di Moduli per tracker:	Fino a 90 moduli a 72 celle (1500 V)
Voltaggio campo fotovoltaico:	1000 V o 1500 V
Alimentazione elettrica:	Autoalimentato con apposito pannello fotovoltaico e con batterie Li-FePO ₄
Comunicazione:	Rete radio wireless Soltigua
Monitoraggio:	Controllo locale tramite SCADA; Controllo remoto disponibile
Tipo di fondazioni:	Standard: palo infisso; compatibile anche con: fondazioni fuori terra (blocchi di cemento); viti a terra
Resistenza al vento (Eurocodici):	Operativa: fino a 80 km/h in qualsiasi posizione; Posizione di sicurezza: fino a 200+ km/h in posizione di sicurezza.
Resistenza alla neve:	Fino a 1.500 N/m ² ; in base della versione di tracker
Tempo di chiusura del tracker:	≤ 6 min; 3.5 min in media
Tolleranze d'installazione:	Nord Sud: ± 40 mm; Est-Ovest: ± 40 mm palo standard; ± 28 mm palo motore; Verticale: ± 45 mm; Inclinazione: $\pm 1^\circ$; Twist: $\pm 7,5^\circ$
Pendenza del terreno:	Max. 15% di pendenza in direzione longitudinale (Nord- Sud); disponibile opzione max. 20% di pendenza; Qualsiasi pendenza in direzione trasversale (Est-Ovest) [max. 70% pendenza locale per consentire la rotazione]; Deviazione dal profilo teorico del terreno ± 150 mm
Installazione:	Progettato per un assemblaggio rapido e semplice; nessuna saldatura o foratura richiesta in loco
Materiali:	HDG, Z e ZM acciaio da costruzione; Cuscinetti esenti da manutenzione; Manutenzione triennale per il motore
Certificazioni/Conformità:	CE 2006/42/UE; Eurocodici EN1991-1-1/3/4; LV 2014/35/UE; EMC 2014/30/UE; ISO 9001-2015 e ISO 14001-2015; IEC 62817:2017
Garanzia:	Struttura: 10 anni; Motore, batterie ed elettronica: 5 anni; Corrosione: 30 anni in categoria C2; Disponibile estensione di garanzia
Messa a terra:	La struttura rotante è messa a terra tramite il palo motorizzato; le cornici dei moduli FV sono connesse alla struttura rotante con n.1 star washer per ogni modulo.

Figura 5 - Scheda tecnica tracker

Le file di inseguitori (TRACKER) saranno collocate ad un pitch (distanza interfilare) di 4.5m. Il piano dei pannelli è fissato ad un asse di rotazione (nel caso dei tracker) posto all'altezza dal suolo di circa 1,44 m circa, ed è sorretto da file di pali, infissi nel terreno con interasse di circa 6/7 m per i tracker. I pali sono posti in opera con semplice battitura ed infissi per una profondità di circa 2,5 metri.

7 Impianto fotovoltaico

L'impianto in oggetto è di tipo grid-connected e la modalità di connessione è in "Trifase in media tensione", con potenza complessiva pari a **6.291,04 kWp**.

Dati caratteristici:

Il generatore fotovoltaico (dal punto di vista elettrico) è costituito da:

- Potenza nominale del campo: 6.291,04 kWp;
- N. totale di pannelli FTV: 9.184 da 685 Wp;
- N. totale di stringhe da 28: 328
 - 46 tracker da 28 pannelli (=1 stringa)
 - 28 tracker da 42 pannelli (=1.5 stringhe)
 - 120 tracker da 56 pannelli (=2 stringhe)

- N. totale **inverter di campo: 16**, a cui convergono una media di 20,5 stringhe ciascuno

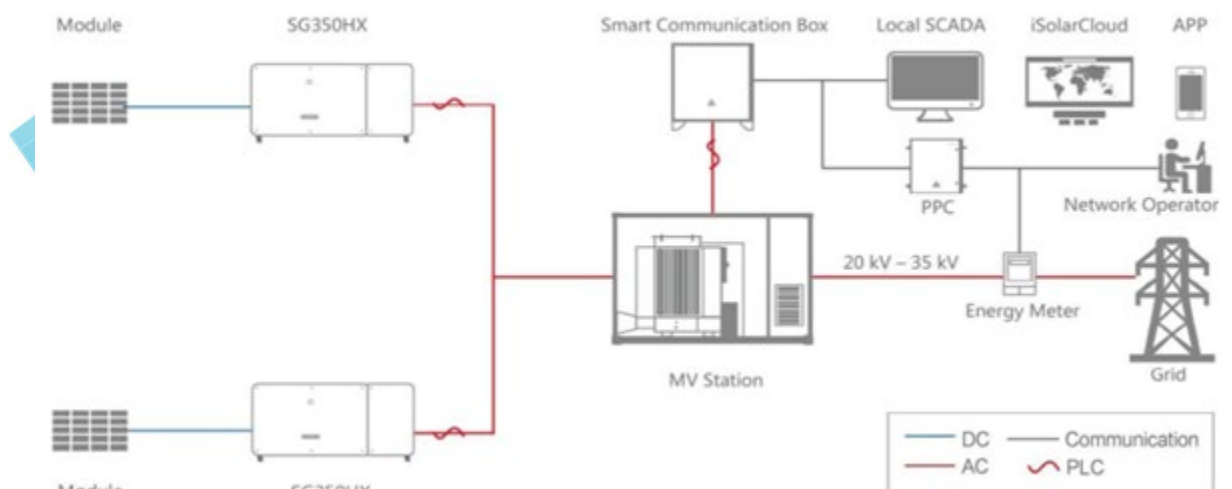


Figura 6 - Collegamento tra stringhe di pannelli FTV e inverter di stringa

In particolare, quindi:

- La potenza DC nominale dell'impianto è di: 6.291,04 kWp;
- Stringhe da 28 moduli ciascuna;
- La distanza tra le file parallele è stata scelta pari a 4,5 m per i tracker
- Numero 16 inverter di stringa;
- Quadro di parallelo in bassa tensione - AC
- 2 Trasformatori da 2600KVA.
- 1 Cabina utente
- 1 Cabina di consegna.
- Sistema di sicurezza antintrusione;

L'impianto avrà:

- Cavi di potenza MT e BT;
- Rete di terra e sovratensioni impianto fotovoltaico;
- Impianto di illuminazione e videosorveglianza.

7.1 Pannello FTV

Ciascun modulo è accompagnato da un data-sheet e da una targhetta che sottoposta a foto e termodegradazione, possa durare nel tempo apposto sopra il modulo fotovoltaico, riportante le principali caratteristiche del modulo stesso, secondo la Norma CEI EN 50380. I moduli saranno provvisti di cornice, tipicamente in alluminio, che oltre a facilitare le operazioni di montaggio e permettere una migliore distribuzione degli sforzi sui bordi del vetro, costituisce una ulteriore barriera all'infiltrazione di acqua. Il generatore fotovoltaico è costituito da **9.184 moduli fotovoltaici** in silicio monocristallino, scelti fra le macchine tecnologicamente più avanzate presenti sul mercato, dotati di una potenza nominale pari a **685 Wp**, costruiti da Trinasolar, modello Vertex Bifacial Dual Glass. In sede di progettazione definitiva, prezzi di mercato più o meno favorevoli potranno orientare la scelta verso altra tipologia di pannelli.

7.2 Gruppo di conversione C.C./C.A.

Come precedentemente esposto, la conversione C.C./C.A. avverrà tramite l'installazione di 16 inverter di campo, modello Sungrow SG350HX o similari con funzionalità in grado di sostenere la tensione di rete e contribuire alla regolazione dei relativi parametri. In sede di progettazione definitiva, prezzi di mercato più o meno favorevoli potranno orientare la scelta verso altra tipologia di inverter.

Gli inverter saranno dotati di un sistema di diagnostica interna in grado di inibire il funzionamento in caso di malfunzionamento, e devono essere dotati di sistemi per la riduzione delle correnti armoniche, sia sul lato CA e CC. Gli inverter saranno dotati di marcatura CE.

Gli inverter dovranno rispettare i seguenti standard principali: EN 50178; IEC/EN 62109-1; IEC/EN 62109-2; IEC/EN61000-6-2; IEC/EN61000-6-4; IEC 62109-1; IEC 62109-2; IEC/EN61000-3-11; IEC/EN61000-3-12; IEC/EN61000-3 series; IEC/EN61000-6 series; Annexes A68 e A70 TERNA.

Type designation	SG350HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 550 V
Nominal PV input voltage	1080 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
No. of independent MPP inputs	12 (optional: 14/16)
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	12 * 40 A (Optional: 14 * 30 A / 16 * 30 A)
Max. DC short-circuit current per MPPT	60 A
Output (AC)	
AC output power	352 kVA @ 30°C / 320 kVA @ 40°C / 295 kVA @ 50°C
Max. AC output current	254 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	640 – 920V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % In
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / Connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency / European efficiency / CEC efficiency	99.02 % / 98.8 % / 98.5%
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch / AC switch	Yes / No
PV string current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PiD recovery function	Optional
Surge protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1136 * 870 * 361 mm (44.7" * 34.3" * 14.2")
Weight	5116 kg (5255.7 lbs)
Isolation method	Transformerless
Degree of protection	IP66 (NEMA 4X)
Power consumption at night	< 6 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60°C (-22 to 140 °F)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	4000 m (> 3000 m derating) / 13123 ft (> 9843 ft derating)
Display	LED, Bluetooth+APP
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ² / Max. 10AWG, optional 8AWG)
AC connection type	Support OT/DT terminal (Max. 400 mm ² / 789 Kcmil)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013, UL1741, UL1741SA, IEEE1547, IEEE1547.1, CSA C22.2 1071-01-2001, California Rule 21, UL1699B
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control, Q-U control, P-f control

Figura 7 - Scheda tecnica degli inverter

Ogni pannello LV può ospitare 6 stringhe di cablaggio inverter dal campo. Essendoci 16 inverter si utilizzeranno 3 pannelli di parallelo. In fase di progetto esecutivo, si potrà optare per scegliere modelli alternativi di quadri.

Inoltre, ciascun pannello fornisce dei servizi ausiliari, monitora i dispositivi collegati a sé ed ha una alimentazione elettrica accessoria.

7.4 Trasformatore

L'impianto sarà dotato di **due trasformatori**, di potenza nominale pari a **2600kVA** a doppio secondario alloggiati in appositi locali.



Figura 9 - Esempio di trasformatore

7.5 Rete MT di connessione tra cabine

Il sistema elettrico di connessione dell'impianto è costituito da:

- N. 2 cabine BT/MT di trasformazione
- N. 2 linee MT in cavo interrato, una che collega i due skid tra loro in maniera tale da fare l'entra-esce, l'altro che collegherà le cabine di trasformazione alla cabina di consegna del produttore, da posare all'interno della proprietà, come individuato nelle planimetrie di progetto; i cavi interrati saranno opportunamente segnalati con apposito nastro colorato.
- N.1 linea MT che rappresenta l'opera di connessione

Per maggiori dettagli si rimanda agli elaborati grafici allegati al progetto

7.6 Cavi DC/AC e MT

Le tipologie di cavi (formazione, guaina, protezione ecc.) individuate garantiscono una durata di esercizio ben oltre la vita dell'impianto anche in condizioni di posa sollecitata.

Nel seguente schema sono sintetizzate le modalità di posa dei cavi dell'impianto.

RETE DC (corrente continua):

- Cablaggio interno del generatore fotovoltaico;
- rete pre-cablata interna alle strutture portanti (tracker), ovvero cavi in posa libera su canalette fissate alle strutture di sostegno, protette dalla sagoma della carpenteria, con fascette anti-UV dove serve ed equipaggiate ai terminali di stringa con connettori;
- Cablaggio quadri di parallelo/inverter;
- cavi in posa interrata.

RETE AC (corrente alternata):

- Cablaggio inverter/trafo;
- cavi/sbarre in alluminio nei passaggi cavi interni in cabina MT.
- Cablaggio trafo/uscita cabina di consegna;
- cavi MT in cavidotto interrato.

La posa, interrata per le parti di attraversamento, dei cavi elettrici costituenti l'impianto in oggetto è stata prevista in canalizzazioni distinte o comunque dotate di setti separatori interni per quanto riguarda le tipologie di circuiti:

- energia elettrica prodotta;
- trasmissione dati.

7.7 Calcoli e verifiche di progetto

Il dimensionamento è realizzato in modo tale che si abbia compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e l'inverter adottato.

In pratica, si verificherà che in corrispondenza dei valori minimi di temperatura esterna e dei valori massimi di temperatura raggiungibili dai moduli fotovoltaici risultino essere verificate tutte le seguenti disuguaglianze:

- $V_{m \min} \geq V_{inv \text{ MPPT min}}$
- $V_{m \max} \leq V_{inv \text{ MPPT max}}$
- $V_{OC \max} < V_{inv \max}$

Nelle quali $V_{inv \text{ MPPT min}}$ e $V_{inv \text{ MPPT max}}$ rappresentano, rispettivamente, i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di massima potenza, mentre la $V_{inv \max}$ è il valore massimo di tensione c.c. ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Per quanto riguarda il dimensionamento dei cavi, le sezioni per i vari collegamenti sono tali da assicurare una durata di vita soddisfacente dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati ed in condizioni ordinarie di esercizio. Si nota che per i vari tratti di collegamento dell'impianto fotovoltaico, la caduta massima di tensione è stata considerata pari a 1%.

Per i collegamenti BT tra stringhe e inverter (corrente continua) si utilizzeranno dei cavi unipolari FG21M21 1500 V cc

Per i collegamenti BT tra inverter e quadro parallelo si utilizzeranno dei cavi 0.6/1 kV

Per il collegamento BT tra quadro di parallelo e trasformatore si utilizzeranno cavi unipolari 0.6/1 kV FG16OR16, oppure si potrà optare per un collegamento in sbarra.

Per il collegamento MT tra i trasformatori e cabina utente e tra la cabina utente e quella di consegna si utilizzeranno dei cavi unipolari 12/20 kV RG7H1M1.

Connessione	Tipologia cavo	Posa
Modulo-inverter di stringa	FG21M21 1500 V cc	O direttamente interrati o fissati alle strutture dei tracker/vele fisse
Inverter di stringa – trasformatore	3x (0.6/1 kV ARG16R16)	Direttamente interrati, a trifoglio elicordato, 60cm di profondità, 20cm l'uno dall'altro
Trasformatore – cabina utente	3x (12/20 kV RG7H1M1)	80cm di profondità

Tabella 3 - Descrizione cavi

7.8 Sistema SCARDA ed RTU e Telecontrollo

Al fine di garantire una resa ottimale dell'impianto fotovoltaico in tutte le situazioni, verrà installato un sistema di monitoraggio e controllo basato su architettura SCADA-RTU in conformità alle specifiche della piramide CIM. A tale scopo nelle cabine di trasformazione sarà installata apparecchiatura elettronica, di acquisizione e raccolta dati, e di telecomunicazioni facenti parte dell'architettura generale di detto sistema di supervisione. Ovviamente l'architettura di questo sistema comprenderà anche la cabina di raccolta, la sottostazione e l'inverter presenti nell'impianto. Il tutto in modo da avere una piattaforma unica, centralizzata e remotabile di acquisizione, raccolta, memorizzazione ed elaborazione dati. Mediante questa piattaforma ci sarà anche interoperatività da remoto con l'impianto fotovoltaico. Pertanto, il sistema potrà non solo acquisire i dati ma anche ricevere informazioni e comandi da trasferirsi in termini di operatività sull'impianto: apertura interruttori, impostazione parametri di controllo, etc. etc.

Il sistema sarà connesso a diversi sistemi e riceverà informazioni:

- di produzione dai campo solari;
- di produzione dagli apparati di conversione;
- di produzione e scambio dai sistemi di misura;
- di tipo climatico ambientale dalle stazioni di rilevamento dati meteo;
- di allarme da tutti gli interruttori e sistemi di protezione.

Nello specifico partendo dal livello hardware, saranno previste schede elettroniche di acquisizione (ingressi) installate negli string-box, negli inverter, nei quadri di comando e nelle centraline di rilevamento dati ambientali. I dati rilevati saranno inviati ai singoli RTU e quindi convogliati allo SCADA. A questo livello le interfacce di comunicazione per i "bus di campo", saranno seriali. In ogni singola unità RTU sarà implementata la supervisione istantanea dei parametri elettrici elementari, corrente e tensione e degli allarmi generati dalla rilevazione degli stati degli interruttori, mentre nello SCADA sarà possibile vedere i valori primitivi rilevati e visualizzabili dai singoli RTU, oltre ai dati aggregati frutto di elaborazione dei dati primitivi, come ad esempio valutazione delle performance, produzioni in diversi intervalli temporali, etc. Per raggiungere questo obiettivo le interfacce dello SCADA saranno di tipo sinottico a multilivello. Oltre a queste funzioni base lo SCADA si occuperà della gestione degli allarmi e valutazione della non perfetta funzionalità dell'impianto in base agli scostamenti rilevati tra producibilità teorica e producibilità effettiva. I dati rilevati verranno salvati in appositi data base, e sarà possibile la visualizzazione da remoto mediante interfaccia web. Il sistema sarà dotato degli apparati periferici di monitoraggio che consentiranno al gestore della rete il controllo in condizione di emergenza e tale sistema dovrà predisporre link di connessione primari e secondari.

7.9 Sistemi di TLC

Per le connessioni dei dispositivi di monitoraggio che di security saranno utilizzati prevalentemente due tipologie di cavo:

- Cavi in rame multipolari twistati e non;
- Cavi in fibra ottica.

I primi verranno utilizzati per consentire la comunicazione su brevi distanze data la loro versatilità, mentre la fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati. L'interconnessione in fibra ottica interesserà:

- Ciascun inverter di stringa;
- Cabine di trasformazione;
- Cabina di Raccolta;
- Stazione produttore.

Qui di seguito sono riportate le caratteristiche della Fibra Ottica prevista a progetto:

- Tipo di fibra multimodale 62.5/125 µm
- Diametro cavo 11,7 mm
- Lunghezza d'onda 1300 nm
- Banda 500 MHz/Km

- Peso del cavo 130 kg/km circa
- Massima trazione a lungo termine 3000 N
- Massima trazione a breve termine 4000 N
- Minimo raggio di curvatura in installazione 20 cm
- Minimo raggio di curvatura in servizio 10 cm

7.10 Sistema di sicurezza e antintrusione

Il sistema di sicurezza e antintrusione ha lo scopo di preservare l'integrità dell'impianto contro atti criminosi mediante deterrenza e monitoraggio delle aree interessate. Il sistema impiegato si basa sull'utilizzo di differenti tipologie di sorveglianza/deterrenza per scongiurare eventuali atti dolosi nei confronti dei sistemi e apparati installati presso l'impianto fotovoltaico. La prima modalità di protezione messa in atto consiste nel creare una barriera protettiva perimetrale lungo la recinzione che prevede la rilevazione di eventuali scavalcamenti o tagli della stessa. Abbinata a questa sarà presente un sistema di video sorveglianza perimetrale TVCC, con copertura video di tutto il perimetro. La seconda consiste nel creare un sistema di rilevazione e monitoraggio mediante sistema di video sorveglianza a circuito chiuso delle aree dell'impianto maggiormente sensibili e cruciali quali:

- cabine;
- zone in cui si concentrano gran numero di apparati;
- aree difficilmente monitorabili;
- aree di transito.

Il terzo sistema adottato è un semplice sistema meccanico di deterrenza che prevede l'utilizzo di viti e dadi antieffrazione da impiegarsi nei fissaggi dei moduli FV e dei dispositivi posti sul campo non protetti direttamente con altri sistemi. Ai sistemi sopra indicati verranno abbinati un sistema di controllo varchi del personale di tipo manuale mediante consegna e registrazione delle chiavi d'impianto per il controllo delle attività nel campo. Tutti i sistemi saranno conformi alle normative vigenti e in particolare alle normative relative alla garanzia della riservatezza della privacy.

7.11 Impianti di illuminazione

L'illuminazione è collegata all'impianto allarme per ridurre inquinamento luminoso. Infatti, l'impianto di illuminazione verrà attivato solamente quando l'impianto di allarme darà il segnale di allarme. In particolare, è stata prevista l'illuminazione in prossimità della cabina di raccolta, delle singole cabine di trasformazione e dei percorsi perimetrale e interni di accesso alle cabine di trasformazione. L'illuminazione sarà effettuata mediante l'impiego di corpi illuminanti a Led, e proiettori a led per illuminazione esterna, ubicati sulle pareti esterne delle cabine nonché su paline ancorate al terreno mediante piccolo plinto di fondazione, per i percorsi perimetrali e quelli interni di accesso alle cabine di trasformazione. Tali corpi illuminanti saranno alimentati da specifica linea elettrica prevista come carico ausiliario di cabina. L'illuminazione di emergenza sarà realizzata mediante kit inverter più batterie localizzati nei corpi illuminanti già previsti all'interno delle cabine.

7.12 Impianto di terra

L'impianto di terra per la protezione dai contatti indiretti verrà realizzato in conformità alle norme CEI 64-8, CEI 11-1. Verrà realizzata una rete di terra con corda di rame nudo da 35 mmq, con estensione pari a quella del campo FV. In prossimità di ogni fila di moduli verrà posizionato un collettore (nodo) che unisce i conduttori di protezione con il conduttore di terra. Perimetralmente al locale di consegna Enel verrà posizionato un doppio anello di terra corda nuda da 50 mmq interconnesso con la rete magliata del campo. Nella fase esecutiva del progetto verrà valutata l'opportunità, secondo CEI 81-10, di realizzare un LPS.

7.13 Connessione alla rete elettrica

La soluzione di connessione prevede la realizzazione di UNA cabina di consegna Enel di tipo BOX prefabbricato in conformità alle prescrizioni delle specifiche di **e-distribuzione DG2061 edizione 9**.

L'impianto sarà connesso alla rete e-distribuzione tramite la realizzazione di una nuova cabina di consegna collegata in antenna da cabina primaria AT/MT ARIANO

8 Norme e documentazione di riferimento

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

Leggi e decreti:

Direttiva Macchine 2006/42/CE - “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni” indicate dal DM del 14 Gennaio 2018, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “Istruzioni per l’applicazione delle Norme NTC “di cui al DM 14/01/2018, Circolare del 02/02/2009 n.617, Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2009 – Suppl. Ordinario n. 27 Eurocodici

- UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.
- UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.
- UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.
- UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.
- UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica.
- UNI EN 1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

- CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;
- CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione;
- CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.
- CNR-DT 207/2008, "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni".

Eventuali normative non elencate, se mandatorie per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

- Leggi e regolamenti Italiani;
- Leggi e regolamenti comunitari (EU);
- Documento in oggetto;
- Specifiche di società (ove applicabili);
- Normative internazionali.

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

- Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2018 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;
- Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 2 febbraio 2009, n. 617 “Istruzioni per l’applicazione norme tecniche per le costruzioni”;
- Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);
- CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

- D. Lgs 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i.
- Attuazione dell’articolo 1 della Legge 3 Agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro).
- CEI EN 50110-1 (Esercizio dell’impianto elettrici)
- CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)
- CEI 0-10 (Guida alla manutenzione dell’impianto elettrici)
- CEI 82-25
- CEI 0-16
- CEI UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto dell’impianto elettrici

- CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori
Sicurezza elettrica
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed M delle imprese distributrici di energia elettrica
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici
- CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua
- CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari
- CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario
- CEI 64-14 Guida alla verifica dell'impianto elettrici utilizzatori
- IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems
- CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)
- CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione dell'impianto elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici- Impianti di piccola produzione distribuita.
- CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

- ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels
- IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions and symbols
- CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaico
- CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione
- CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino
- CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaico - Prescrizioni di sicurezza e prove
- CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaico in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento
- CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaico – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione
- CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaico – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento
- CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaico – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaico (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento
- CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaico - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura
- CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaico - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaico (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto
- CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaico - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaico
- CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaico - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico
- CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaico - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari
- CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda
- CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaico (FV) per la produzione di energia – Guida

- CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaico (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri –

Qualifica del progetto e omologazione del tipo

- CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaico (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo
- CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaico (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida
- CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaico (FV)
- CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaico - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza
- CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaico (FV)
- CEI EN 61724 (CEI 82-15) Rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaico – Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati
- CEI EN 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaico (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete
- CEI EN 61730-1 (CEI 82-27) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaico (FV) Parte 1: Prescrizioni per la costruzione
- CEI EN 61730-2 (CEI 82-28) Qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaico (FV) Parte 2: Prescrizioni per le prove
- CEI EN 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaico (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V
- CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaico - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali
- CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaico a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;
- CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

Rete elettrica del distributore e allacciamento dell'impianto

- CEI 99-2 (EN 61936-1): "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata: Parte1. Prescrizioni comuni";
- CEI 99-3 (EN 50522): "Messa a terra dell'impianto elettrici a tensione > 1 kV c.a.";
- CEI 99-4: "Guida per l'esecuzione di cabine elettriche MT/BT del cliente/utente finale";
- CEI 99-5: "Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra delle utenze attive e passive connesse ai sistemi di distribuzione con tensione superiore a 1 kV in c.a.";
- CEI 11-17: (2006-07, 3^a ed.) Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo.
- CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria
- CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante
- CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro generatori
- CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio dell'impianto elettrici

- CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

Cavi, cavidotti e accessori

- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV
- CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV
- CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria
- CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata
- CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione
- CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata 1500 V e in corrente continua. Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente
- CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV
- CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogenata 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 fotovoltaico
- CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi
- Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati
- CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche
- CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori
- CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali
- CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori
- CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori
- CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche
- Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

- CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione
- CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali
- CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori
- CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4:
- Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

- CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione
- CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Dispositivi di Potenza

- CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi -Apparecchiatura a corrente continua
- CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza
- CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata
- CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua
- CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali
- CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici
- CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori– Contattori e avviatori elettromeccanici

Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC
- CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione
- 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 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione
- CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali
- CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)
- CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature concorrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione
- CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e ≤ 75 A per fase.
- CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche - Immunità per gli ambienti industriali
- CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche - Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera
- CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

Energia solare

- UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta
- UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici - Sistemi di misura dell'energia elettrica
- CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica
- CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura

- CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)
- CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)
- CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)
- CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparat di misura (indici di classe A, B e C)
- CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)
- CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparat 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 62059-31-1 (13-56) Apparat per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilità -Temperatura e umidità elevate

9 Allegato A

