

# REGIONE LAZIO

Provincia di Viterbo (VT)

COMUNE DI CELLERE



1	EMISSIONE PER ENTI ESTERNI	25/11/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
0	EMISSIONE PER COMMENTI	05/11/21	BASSO G.	FURNO C.	NASTASI A.
REV.	DESCRIZIONE	DATA	REDATTO	CONTROL.	APPROV.

Committente:

**IBERDROLA RENEVABLES ITALIA S.p.A.**



Società di Progettazione:

*Ingegneria & Innovazione*



Via Pippo Fava, 1 – 96100 Siracusa (SR) Tel. 0931.1813283  
Web: [www.antexgroup.it](http://www.antexgroup.it) e-mail: [info@antexgroup.it](mailto:info@antexgroup.it)

Progetto:

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”**

Progettista/Resp. Tecnico:

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

Elaborato:

RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO

Scala:

NA

Nome DIS/FILE:

C21006S05-PD-RT-03-01

Allegato:

1/1

F.to:

A4

Livello:

**DEFINITIVO**

*Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.*



**INDICE**



<b>1. PREMESSA</b> .....	<b>4</b>
<b>2. SCOPO</b> .....	<b>4</b>
<b>3. PROPONENTE</b> .....	<b>5</b>
<b>4. CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202100720)</b> .....	<b>5</b>
<b>5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE</b> .....	<b>5</b>
<b>6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI</b> .....	<b>6</b>
<b>7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO</b> .....	<b>8</b>
<b>7.1. Criteri di localizzazione</b> .....	<b>8</b>
<b>7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico</b> .....	<b>8</b>
<b>7.3. Descrizione della SSEU</b> .....	<b>9</b>
<b>8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL'IMPIANTO</b> .....	<b>9</b>
<b>8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)</b> .....	<b>9</b>
<b>8.2. Struttura del generatore</b> .....	<b>12</b>
<b>8.3. Composizione del generatore</b> .....	<b>12</b>
<b>8.4. Configurazione impianto fotovoltaico</b> .....	<b>16</b>
<b>9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE</b> .....	<b>19</b>
<b>10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO</b> .....	<b>19</b>
<b>11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI</b> .....	<b>19</b>
<b>12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI</b> .....	<b>20</b>
<b>13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)</b> .....	<b>20</b>
<b>14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA</b> .....	<b>20</b>
<b>15. COLLEGAMENTI ELETTRICI</b> .....	<b>21</b>
<b>16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA</b> .....	<b>21</b>
<b>17. SISTEMA DI MONITORAGGIO</b> .....	<b>22</b>
<b>18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI</b> .....	<b>22</b>
<b>19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI</b> .....	<b>22</b>
<b>20. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (CODICE PRATICA: 202100720)</b> .....	<b>22</b>

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>		
		25/11/21	REV: 1	Pag.3

**21. NORMATIVA TECNICA.....23**

**22. CALCOLO DI PRODUCIBILITA’.....24**

**22.1. Allegato: Report PVSYST.....24**

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <b>Antex</b> group Ingegneria & Innovazione		
		25/11/21	REV: 1	Pag.4

## 1. PREMESSA

Su incarico di Iberdrola Renovables Italia S.p.A., la società ANTEX GROUP Srl ha redatto il progetto definitivo per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato “Impianto Fotovoltaico CELLERE”, da realizzarsi nei territori del Comune di Cellere (VT) – Regione Lazio.

Il progetto prevede l’installazione di una tipologia di impianto fotovoltaico, con una potenza nominale pari a 31.674,24 kWp (@STC) utilizzando moduli bifacciali in silicio monocristallino, installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo.

La connessione prevede l’inserimento dell’impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN “Canino-Arlena”, previa realizzazione dei raccordi della medesima linea alla stazione elettrica RTN 380/150 kV di Tuscania.

Le attività di progettazione definitiva sono state sviluppate dalla società di ingegneria ANTEX Group Srl.

ANTEX Group Srl è una società che fornisce servizi globali di consulenza e management ad Aziende private ed Enti pubblici che intendono realizzare opere ed investimenti su scala nazionale ed internazionale.

È costituita da selezionati e qualificati professionisti uniti dalla comune esperienza professionale nell’ambito delle consulenze ingegneristiche, tecniche, ambientali, gestionali, legali e di finanza agevolata.

Sia ANTEX che IBERDROLA pongono a fondamento delle attività e delle proprie iniziative, i principi della qualità, dell’ambiente e della sicurezza come espressi dalle norme ISO 9001, ISO 14001 e ISO 18001 nelle loro ultime edizioni.

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

## 2. SCOPO

Scopo della presente relazione tecnica è la descrizione delle opere necessarie per la realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato **Impianto Fotovoltaico “Cellere”** che **Iberdrola Renovables Italia S.p.A.** intende realizzare nei territori del Comune di Cellere (VT) – Regione Lazio. L’impianto fotovoltaico è di tipo fisso, connesso alla RTN in AT ed installato a terra tramite strutture in acciaio zincato a caldo. L’impianto è caratterizzato da una potenza nominale pari a 31.674,24 kWp (@STC) ed utilizza moduli bifacciali in silicio monocristallino.


**La potenza in immissione richiesta per l’impianto in esame è pari a 26 MW.**

**Codice Pratica: 202100720.**

La potenza nominale AC degli inverters dell’impianto è pari a 26.970 kVA.

La potenza nominale DC dell’impianto è pari a 31.674,24 kW.

La potenza in prelievo richiesta dell’impianto è pari a 200 kW.

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <b>Antex</b> <small>group</small> <b>Ingegneria &amp; Innovazione</b>		
		25/11/21	REV: 1	Pag.5

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

### 3. PROPONENTE

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

### 4. CONNESSIONE ALLA RTN (CODICE PRATICA: 202100720)

La connessione prevede l'inserimento dell'impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN “Canino-Arlena”, previa realizzazione dei raccordi della medesima linea alla stazione elettrica RTN 380/150 kV di Tuscania, di cui al Piano di Sviluppo Terna e previa realizzazione:

- Di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la suddetta SE RTN 150 kV e la stazione di Tuscania, che dovrà essere opportunamente ampliata;
- Potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Canino-Montalto”.



Si precisa che la nuova stazione RTN a 150 kV di cui sopra dovrà essere realizzata nella futura tratta “Canino-Tuscania”.

### 5. ANALISI RICADUTE SOCIALI, OCCUPAZIONALI ED ECONOMICHE

Analizzando il progetto, finalizzato alla realizzazione di un impianto fotovoltaico per la produzione di energia elettrica da destinarsi alla vendita, le prime considerazioni di carattere generale, politica ed occupazionale sono da ricercarsi nelle seguenti condizioni:

- la disponibilità di territorio atto alla realizzazione di un tale impianto che presenta una situazione priva di vegetazione arborea, con la giusta esposizione, servito da linee elettriche, peraltro già esistenti in loco a distanze economicamente ragionevoli, con modeste antropizzazioni e scarsa visibilità dai punti panoramici circostanti;
- la situazione politico – economica in atto, che rende economicamente interessanti e vantaggiosi investimenti aventi questo genere di finalità e comunque rivolti a produzioni energetiche alternative;
- le importanti ricadute sul territorio comunale sia in termini di valorizzazione delle risorse ambientali che di sviluppo economico grazie alla formazione di nuovi e rilevanti posti di lavoro per le attività di cantiere e di manutenzione degli impianti fotovoltaici e delle relative opere di connessione.

In sintesi, si può affermare che l'inserimento dell'impianto fotovoltaico in progetto nel territorio, e le scelte che hanno guidato la realizzazione di un tale intervento infrastrutturale, devono essere inserite all'interno della più ampia azione di sostenibilità ambientale. La realizzazione dell'opera si inserisce in un contesto di generazione energetica alternativa alle

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>			
		25/11/21	REV: 1	Pag.6



fonti esauribili: il presente impianto andrà a sfruttare solo ed esclusivamente energia pulita ed inesauribile quale quella rappresentata dall'irradiazione solare, per fini pienamente in linea con gli indirizzi dettati dalle normative internazionali (Protocollo di Kyoto), nazionali (Piano Energetico Nazionale) e Regionali (Piano Energetico Regionale).

## 6. RIFERIMENTI LEGISLATIVI E NORMATIVI

Il presente progetto viene redatto in conformità alle disposizioni della normativa vigente. Tutte le soluzioni tecniche che saranno adottate ed i materiali scelti per l'installazione risulteranno rispondenti alla normativa tecnica e di legge relativa ai diversi settori di pertinenza.

Di seguito sono riportati i principali riferimenti normativi applicati nella progettazione dell'impianto o comunque di supporto:


- Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79/99: “Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica”;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 281 del 19 dicembre 2005: “Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensione nominale superiore ad 1 kV i cui gestori hanno obbligo di connessione di terzi”;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 168 del 30 dicembre 2003: “Condizioni per l'erogazione del pubblico servizio di dispacciamento dell'energia elettrica sul territorio nazionale e per l'approvvigionamento delle relative risorse su base di merito economico, ai sensi degli articoli 3 e 5 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79” e relativo Allegato A modificato con ultima deliberazione n.20/06;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 39 del 28 febbraio 2001: “Approvazione delle regole tecniche adottate dal Gestore della rete di trasmissione nazionale ai sensi dell'articolo 3, comma 6, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79”;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 333 del 21 dicembre 2007: “Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica” – TIQE;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas n. 348 del 29 dicembre 2007: “Testo integrato delle disposizioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione e misura dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2008-2011 e disposizioni in materia di condizioni economiche per l'erogazione del servizio di connessione” e relativi allegati: Allegato A, di seguito TIT, Allegato B, di seguito TIC;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008: “Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA)”;
- Delibera Autorità per l'energia elettrica ed il gas ARG/elt 179/08 del 11 dicembre 2008: “Modifiche e integrazioni alle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas ARG/elt 99/08 e n. 281/05 in materia

	<b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b> <b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b>	 <b>Ingegneria &amp; Innovazione</b>		
		25/11/21	REV: 1	Pag.7

di condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica”;

- Norma CEI 0-16 “Regole Tecniche di Connessione (RTC) per Utenti attivi ed Utenti passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- DLgs n. 81 del 09/04/2008 TESTO UNICO SULLA SICUREZZA per la Prevenzione degli Infortuni sul Lavoro;
- DM n. 37 del 22/01/2008 Norme per la sicurezza degli impianti;
- Dlg 791/77 “Attuazione della direttiva 73/23/CEE riguardanti le garanzie di sicurezza del materiale elettrico”;
- Legge n° 186 del 01/03/68;
- DPR 462/01;
- Direttiva CEE 93/68 “Direttiva Bassa Tensione”;
- Direttiva 2004/108/CE, CEI EN 50293 “Compatibilità Elettromagnetica”;
- Norma CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata a 1500 V in corrente continua;
- CEI 17-44 Ed. 3a 2000 (CEI EN 60947-1) CEI 17-44;V1 2002 (CEI EN 60947-1/A1) CEI 17-44; V2 2002 (CEI EN 60947-1/A2) “Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali”;
- CEI 70-1 Ed. 2a 1997 (CEI EN 60529) CEI 70-1;V1 2000 (CEI EN 60529/A1) “Grado di protezione degli involucri (Codice IP)”;
- CEI EN 60439-1 “Normativa dei quadri per bassa tensione”;
- CEI 20-22 II, 20-35, 20-37 I, 23-48, 23-49, 23-16, 23-5;
- CEI 23-51 “Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare”;
- CENELEC EUROPEAN “Norme del Comitato Elettrotecnico Europeo”;
- CEI – UNEL 35011 “Sistema di codifica dei cavi”;
- CEI 214-9 “Requisiti di progettazione, installazione e manutenzione”;
- Norma CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo”;
- UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati Climatici;
- UNI 8477/1 Energia solare. Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia Valutazione dell’energia raggiante ricevuta;
- Legge 46/1990, DPR 447/91 (regolamento attuazione L.46/90) per la sicurezza elettrica;
- Per le strutture di sostegno: DM MLP 12/2/82.

L’elenco normativo è riportato soltanto a titolo di promemoria informativo; esso non è esaustivo per cui eventuali leggi o norme applicabili, anche se non citate, verranno comunque applicate.

	<p style="text-align: center;"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE"</b></p> <p style="text-align: center;"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>			
		25/11/21	REV: 1	Pag.8

## 7. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

### 7.1. Criteri di localizzazione

La scelta dell'area è stata dettata dai buoni livelli di irraggiamento e non incidenza su aree protette. In particolare i terreni individuati per la realizzazione del campo fotovoltaico non ricadono nelle zone non idonee individuate dai piani regionali della Regione Lazio.

### 7.2. Descrizione dell'impianto fotovoltaico

L'impianto fotovoltaico è un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare che prevede di installare 58.656 moduli fotovoltaici bifacciali in silicio monocristallino da 540 Wp ciascuno, raggruppati in stringhe da 26 moduli e su strutture fisse in acciaio zincato a caldo.

L'impianto fotovoltaico sarà costituito complessivamente da 9 sottocampi fotovoltaici suddivisi come di seguito indicato:



- Sottocampo#1: 114 strutture, 342 stringhe, 8.892 moduli e 4.801,68 kWp.
- Sottocampo#2: 55 strutture, 165 stringhe, 4.290 moduli e 2.316,60 kWp.
- Sottocampo#3: 107 strutture, 321 stringhe, 8.346 moduli e 4.506,84 kWp.
- Sottocampo#4: 106 strutture, 318 stringhe, 8.268 moduli e 4.464,72 kWp.
- Sottocampo#5: 106 strutture, 318 stringhe, 8.268 moduli e 4.464,72 kWp.
- Sottocampo#6: 107 strutture, 321 stringhe, 8.346 moduli e 4.506,84 kWp.
- Sottocampo#7: 83 strutture, 249 stringhe, 6.474 moduli e 3.495,96 kWp.
- Sottocampo#8: 46 strutture, 138 stringhe, 3.588 moduli e 1.937,52 kWp.
- Sottocampo#9: 28 strutture, 84 stringhe, 2.184 moduli e 1.179,36 kWp.

Ogni sottocampo fotovoltaico sarà dotato di una cabina di sottocampo all'interno della quale verranno installati da 1, 2 o 3 inverter per la conversione dell'energia elettrica da CC ad CA e n°1 trasformatore BT/MT 0,57/30 kV. La tensione MT interna al campo fotovoltaico sarà quindi pari a 30 kV. Le linee elettriche MT, in uscita dalle cabine di sottocampo, verranno poi collegate ad una cabina di centrale, mediante due collegamenti a semplice anello e conformemente allo schema elettrico unifilare. I cavidotti interrati a 30 kV interni all'impianto fotovoltaico avranno un percorso interamente su strade private, mentre i cavidotti che collegheranno la cabina di centrale alla cabina di stazione (situata all'interno della SSEU) avranno un percorso su strade private e parzialmente su strade pubbliche. I cavidotti interrati saranno costituiti da terne di conduttori ad elica visibile.

I 9 sottocampi saranno raggruppati in due sezioni afferenti alla cabina di raccolta denominata cabina di centrale. All'interno della cabina di centrale vi saranno i dispositivi d'interfaccia, protezione e misura. La cabina di centrale sarà poi collegata alla cabina di stazione, (situata all'interno della SSEU), mediante due cavidotti interrati a doppia terna di conduttori ad elica visibile.

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



	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>		
		25/11/21	REV: 1	Pag.9

nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento della RTN a 150 kV da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN “Canino-Arlena” di cui al Piano di Sviluppo Terna.

Tutta l’energia elettrica prodotta verrà ceduta alla rete.

### 7.3. Descrizione della SSEU

La stazione utente sarà costituita da due sezioni, in funzione dei livelli di tensione: la parte di media tensione, contenuta all’interno della cabina di stazione e dalla parte di alta tensione costituita dalle apparecchiature elettriche con isolamento in aria, ubicate nell’area esterna della stazione utente. La cabina di stazione sarà costituita dai locali contenenti i quadri di MT con gli scomparti di arrivo/partenza linee dall’impianto fotovoltaico, dagli scomparti per alimentare il trasformatore BT/MT dei servizi ausiliari di cabina, dagli scomparti misure e protezioni MT e dallo scomparto MT per il collegamento al trasformatore MT/AT, necessario per il collegamento RTN.

## 8. CARATTERISTICHE TECNICHE DELL’IMPIANTO

Il generatore fotovoltaico presenta una potenza nominale pari a 31.674,24 kWp, intesa come somma delle potenze di targa o nominali di ciascun modulo misurata in condizioni standard (STC: Standard Test Condition), le quali prevedono un irraggiamento pari a 1000 W/m<sup>2</sup> con distribuzione dello spettro solare di riferimento di AM=1,5 e temperatura delle celle di 25°C, secondo norme CEI EN 904/1-2-3.

### 8.1. Moduli Fotovoltaici (Tipo)

Vengono di seguito riportati le caratteristiche tecniche dei moduli fotovoltaici individuati nel progetto, (il proponente si riserva di cambiare la tipologia del modulo mantenendo però le caratteristiche elettriche dello stesso):

www.jinkosolar.com



**Jinko** Solar  
Building Your Trust in Solar

## Bifacial HC 72M 520-540 Watt

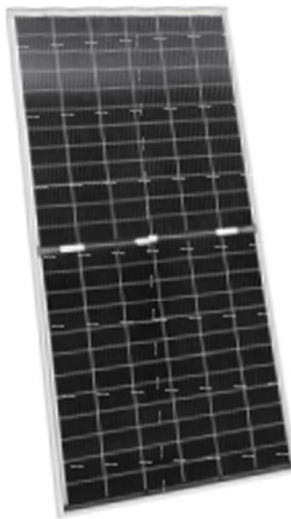
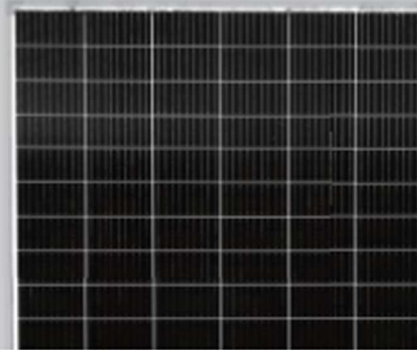
MONOCRYSTALLINE MODULE

Positive power tolerance of 0~+3%

ISO9001:2015, ISO14001:2015, ISO45001:2018  
certified factory.

IEC61215, IEC61730, certified products.

TIGER Pro



### KEY FEATURES



#### Multi Busbar Solar Cell

MBB solar cell adopts new technology to improve the efficiency of modules, offers a better aesthetic appearance, making it perfect for rooftop installation.



#### PID Resistance

Excellent Anti-PID performance guarantee limited power degradation for mass production.



#### Higher Lifetime Power Yield:

0.45% annual power degradation  
30 year linear power warranty



#### Light-weight design:

Light-weight design using transparent backsheets for easy installation and low BOS cost.



#### Higher power output:

Module power increases 5-25% generally (per different reflective condition)  
lower LCOE and higher IRR

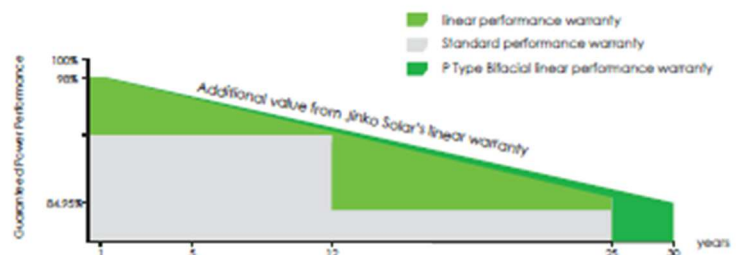


#### Better low-light performance:

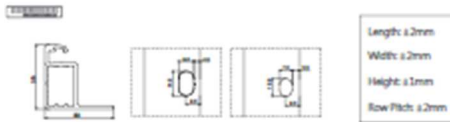
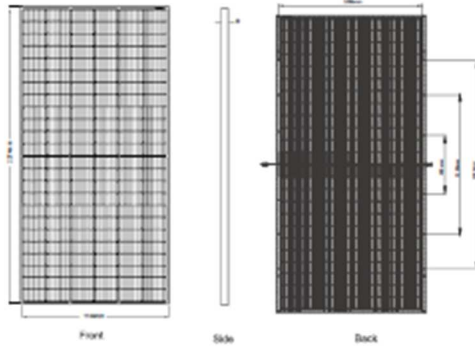
Excellent performance in low-light environments  
(e.g. early morning, dusk, and cloud, etc.)

### LINEAR PERFORMANCE WARRANTY

12 Year Product Warranty + 30 Year Linear Power Warranty  
0.45% Annual Degradation Over 30 years



**Engineering Drawings**

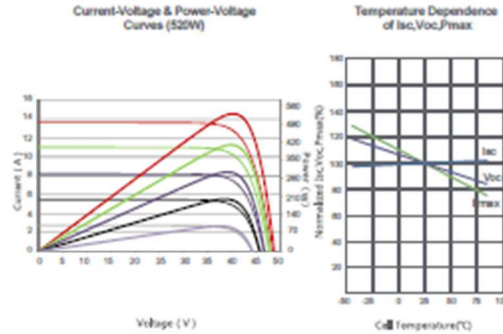


**Packaging Configuration**

( Two pallets = One stack )

31pcs/pallets, 62pcs/stack, 620pcs/ 40'HQ Container

**Electrical Performance & Temperature Dependence**



**Mechanical Characteristics**

Cell Type	P type Mono-crystalline
No. of cells	144 (6×24)
Dimensions	2274×1134×35mm (89.53×44.65×1.38 inch)
Weight	29.4 kg (64.6 lbs)
Front Glass	3.2mm, Anti-Reflection Coating, High Transmission, Low Iron, Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy
Junction Box	IP68 Rated
Output Cables	TUV 1×4.0mm <sup>2</sup> (+): 290mm, (-): 145 mm or Customized Length

**SPECIFICATIONS**

Module Type	JKM520M-72HL4-TV		JKM525M-72HL4-TV		JKM530M-72HL4-TV		JKM539M-72HL4-TV		JKM540M-72HL4-TV	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (Pmax)	520Wp	387Wp	525Wp	391Wp	530Wp	394Wp	535Wp	398Wp	540Wp	402Wp
Maximum Power Voltage (Vmp)	40.22V	37.42V	40.36V	37.56V	40.49V	37.70V	40.63V	37.84V	40.76V	37.97V
Maximum Power Current (Imp)	12.93A	10.34A	13.01A	10.40A	13.09A	10.46A	13.17A	10.52A	13.25A	10.58A
Open-circuit Voltage (Voc)	48.72V	45.99V	48.86V	46.12V	48.99V	46.24V	49.13V	46.37V	49.26V	46.50V
Short-circuit Current (Isc)	13.61A	10.99A	13.69A	11.06A	13.77A	11.12A	13.85A	11.19A	13.93A	11.25A
Module Efficiency STC (%)	20.17%		20.36%		20.55%		20.75%		20.94%	
Operating Temperature(°C)	-40°C~+85°C									
Maximum system voltage	1500VDC (IEC)									
Maximum series fuse rating	25A									
Power tolerance	0~+3%									
Temperature coefficients of Pmax	-0.35%/°C									
Temperature coefficients of Voc	-0.28%/°C									
Temperature coefficients of Isc	0.048%/°C									
Nominal operating cell temperature (NOCT)	45±2°C									
Refer. Bifacial Factor	70±5%									

**BIFACIAL OUTPUT-REAR SIDE POWER GAIN**

		JKM520M-72HL4-TV	JKM525M-72HL4-TV	JKM530M-72HL4-TV	JKM539M-72HL4-TV	JKM540M-72HL4-TV
<b>5%</b>	Maximum Power (Pmax)	546Wp	551Wp	557Wp	562Wp	567Wp
	Module Efficiency STC (%)	21.17%	21.38%	21.58%	21.78%	21.99%
<b>15%</b>	Maximum Power (Pmax)	598Wp	604Wp	610Wp	615Wp	621Wp
	Module Efficiency STC (%)	23.19%	23.41%	23.64%	23.86%	24.08%
<b>25%</b>	Maximum Power (Pmax)	650Wp	656Wp	663Wp	669Wp	675Wp
	Module Efficiency STC (%)	25.21%	25.45%	25.69%	25.93%	26.18%

\* STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup> Cell Temperature 25°C AM=1.5  
 NOCT: Irradiance 800W/m<sup>2</sup> Ambient Temperature 20°C AM=1.5 Wind Speed 1m/s

\* Power measurement tolerance: ± 3%

©2020 Jinko Solar Co., Ltd. All rights reserved.  
 Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

JKM520-S40M-72HL4-TV-A1-EN

Il presente documento è di proprietà della ANTEX GROUP srl.  
 È vietato la comunicazione a terzi o la riproduzione senza il permesso scritto della suddetta.  
 La società tutela i propri diritti a rigore di Legge.

**Comm.: C21-006-S05**



*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

### 8.2. Struttura del generatore

In funzione delle producibilità ottenute, a parità di potenza installata e di superficie occupata, per il generatore fotovoltaico è stata scelta la struttura fissa con tilt pari a 30°.

Di seguito vengono riassunte le caratteristiche tecniche della struttura scelta:

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

Per maggiori dettagli e le effettive dimensioni degli inseguitori selezionati si rimanda alle relative tavole specialistiche.

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

### 8.3. Composizione del generatore

Il generatore fotovoltaico è costituito da:

- 58.656 moduli da 540 Wp/cad;
- 2.256 stringhe;
- 26 moduli per stringa;
- 752 strutture;
- potenza pari a 31.674,24 Wp.

Il generatore fotovoltaico è suddiviso in 9 sottocampi di differenti tipologie. In particolare sarà costituito da:

Sottocampo#1:

- 114 strutture
- 342 stringhe
- 8.892 moduli
- 4.801,68 kWp
- 3 inverter da 1.400 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 4.200 kVA

Sottocampo#2:

- 55 strutture
- 165 stringhe
- 4.290 moduli
- 2.316,60 kWp
- 1 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 1.800 kVA

Sottocampo#3:

- 107 strutture
- 321 stringhe
- 8.346 moduli
- 4.506,84 kWp
- 2 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 3.600 kVA

Sottocampo#4:

- 106 strutture
- 318 stringhe
- 8.268 moduli
- 4.464,72 kWp
- 2 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 3.600 kVA

Sottocampo#5:

- 106 strutture
- 318 stringhe
- 8.268 moduli

- 4.464,72 kWp
- 2 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 3.600 kVA

Sottocampo#6:

- 107 strutture
- 321 stringhe
- 8.346 moduli
- 4.506,84 kWp
- 2 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 3.600 kVA

Sottocampo#7:

- 83 strutture
- 249 stringhe
- 6.474 moduli
- 3.495,96 kWp
- 2 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 3.600 kVA

Sottocampo#8:

- 46 strutture
- 138 stringhe
- 3.588 moduli
- 1.937,52 kWp
- 1 inverter da 1.793 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 1.800 kVA

Sottocampo#9:

- 28 strutture
- 84 stringhe
- 2.184 moduli
- 1.179,36 kWp
- 1 inverter da 1.170 kVA
- 1 trasformatore BT/MT da 1.200 kVA

I sottocampi saranno collegati tra loro con due reti a 30 kV in configurazione a semplice anello. I due anelli MT saranno realizzati tramite cavidotto interrato con conduttori ad elica visibile. La rete interna terminerà in una cabina di media tensione, denominata Cabina di Centrale, in cui saranno installate le protezioni e da cui partiranno due cavidotti MT a 30 kV a doppia terna di conduttori, anch'essi ad elica visibile, per raggiungere la SSEU e quindi il punto di consegna dell'energia alla RTN di Terna.

Considerando una variazione della tensione a circuito aperto di ogni cella in dipendenza della temperatura pari a -0,28 %/°C e i limiti di temperatura estremi pari a -10°C (dati di progetto) e +46°C, Vm e Voc assumono valori differenti rispetto a quelli misurati a STC (25°C).

In tutti i casi le condizioni di verifica risultano rispettate e pertanto si può concludere che vi è compatibilità tra le stringhe di moduli fotovoltaici e il tipo di inverter adottato.

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

$$V_m \min \geq V_{invMPPT\min};$$

$$V_m \max \leq V_{inv MPPT \max};$$

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

dove:

Vm = tensione alla massima potenza, delle stringhe fotovoltaiche;

Vinv MPPT min = tensione minima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

Vinv MPPTmax = tensione massima ammissibile dall'inverter per la ricerca del punto di massima potenza;

Voc = tensione a vuoto delle stringhe fotovoltaiche;

Vinv max = tensione massima in corrente continua ammissibile ai morsetti dell'inverter.

Nelle tabelle di seguito riportate vengono riassunti i dati di verifica elettrica dell'impianto:

Potenza Massima Pm(W)	Pnom(W)	<b>540,00</b>
Tensione MPP	Vmpp(V)	<b>40,76</b>
Corrente MPP	Imp(A)	<b>13,25</b>
Tensione Circuito Aperto	Voc(V)	<b>49,26</b>
Corrente Corto Circuito	Icc(A)	<b>13,93</b>
Pm Variazione con temperatura	(%/°C)	<b>-0,350</b>
Isc Variazione con temperatura	(%/°C)	<b>0,048</b>
Voc Variazione con temperatura	(%/°C)	<b>-0,280</b>

**Dati Fisici**

Altezza	(mm)	<b>2274</b>
Larghezza	(mm)	<b>1134</b>
Area	(mq)	<b>2,58</b> Area modulo

Tensione a MPPT (-10 °C)	-10	1163,62	(V)
Tensione a MPPT (25 °C)	25	1059,76	(V)
Tensione a MPPT (50 °C)	50	985,58	(V)
Tensione a MPPT (70°C)	70	926,23	(V)
Potenza stringa a MPPT (25°C)	25	14,04	(kW)
Corrente di corto circuito max (25°C)	25	13,93	
Tensione OC	(V)	1280,76	

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

#### 8.4. Configurazione impianto fotovoltaico

Il generatore fotovoltaico è costituito da n.9 sottocampi; le stringhe (costituite da n.26 moduli fotovoltaici collegati in serie) verranno attestate a gruppi di 19, 20, 21, 22 e 23 presso degli appositi stringbox (in numero complessivo pari a 105), dove avviene il parallelo delle stringhe e i monitoraggi dei dati elettrici.

Da tali stringbox si dipartono le linee di collegamento verso le cabine di sottocampo, giungendo così in ingresso agli inverter, i quali prevedono già a bordo macchina il sezionamento e la protezione dalle sovratensioni e dalle correnti di ricircolo.

Nello schema elettrico unifilare MT/BT viene mostrato la suddivisione dell'impianto di generazione in sottocampi, con i dati relativi al numero delle stringhe e alla potenza nominale in c.c.



Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in Ingresso x Inverter [kW]	Potenza Inverter [kVA]	DC/AC Ratio	Potenza Sottocampo [kW]	Anello MT n°	Trafo BT/MT [kVA]
1	1	1	6	SB-1-1-1	19	251,75	114	1600,56	1400	114,33%	4801,68	2	4200
				SB-1-1-2	19	251,75							
				SB-1-1-3	19	251,75							
				SB-1-1-4	19	251,75							
				SB-1-1-5	19	251,75							
				SB-1-1-6	19	251,75							
	2	1	6	SB-1-2-1	19	251,75	114	1600,56	1400	114,33%			
				SB-1-2-2	19	251,75							
				SB-1-2-3	19	251,75							
				SB-1-2-4	19	251,75							
				SB-1-2-5	19	251,75							
				SB-1-2-6	19	251,75							
	3	1	6	SB-1-3-1	19	251,75	114	1600,56	1400	114,33%			
				SB-1-3-2	19	251,75							
				SB-1-3-3	19	251,75							
				SB-1-3-4	19	251,75							
				SB-1-3-5	19	251,75							
				SB-1-3-6	19	251,75							
2	1	1	8	SB-2-1-1	21	278,25	165	2316,6	1793	129,20%	2316,6	2	1800
				SB-2-1-2	21	278,25							
				SB-2-1-3	21	278,25							
				SB-2-1-4	21	278,25							
				SB-2-1-5	21	278,25							
				SB-2-1-6	20	265							
				SB-2-1-7	20	265							
				SB-2-1-8	20	265							
3	1	1	7	SB-3-1-1	23	304,75	161	2260,44	1793	126,07%	4506,84	1	3600
				SB-3-1-2	23	304,75							
				SB-3-1-3	23	304,75							
				SB-3-1-4	23	304,75							
				SB-3-1-5	23	304,75							
				SB-3-1-6	23	304,75							
				SB-3-1-7	23	304,75							
	2	1	7	SB-3-2-1	23	304,75	160	2246,4	1793	125,29%			
				SB-3-2-2	23	304,75							
				SB-3-2-3	23	304,75							
				SB-3-2-4	23	304,75							
				SB-3-2-5	23	304,75							
				SB-3-2-6	23	304,75							
				SB-3-2-7	22	291,5							
4	1	1	7	SB-4-1-1	23	304,75	159	2232,36	1793	124,50%	4464,72	1	3600
				SB-4-1-2	23	304,75							
				SB-4-1-3	23	304,75							
				SB-4-1-4	23	304,75							
				SB-4-1-5	23	304,75							
				SB-4-1-6	22	291,5							
				SB-4-1-7	22	291,5							
	2	1	7	SB-4-2-1	23	304,75	159	2232,36	1793	124,50%			
				SB-4-2-2	23	304,75							
				SB-4-2-3	23	304,75							
				SB-4-2-4	23	304,75							
				SB-4-2-5	23	304,75							
				SB-4-2-6	22	291,5							
				SB-4-2-7	22	291,5							

Sottocampo n°	Inverter n°	Ingresso Inverter n°	N° Stringbox x Inverter	Stringbox n°	N° Stringhe x Stringbox	Corrente x Stringbox	N° Stringhe x Inverter	Potenza in Ingresso x Inverter [kW]	Potenza Inverter [kVA]	DC/AC Ratio	Potenza Sottocampo [kW]	Anello MT n°	Trafo BT/MT [kVA]
5	1	1	7	SB-5-1-1	23	304,75	159	2232,36	1793	124,50%	4464,72	1	3600
				SB-5-1-2	23	304,75							
				SB-5-1-3	23	304,75							
				SB-5-1-4	23	304,75							
				SB-5-1-5	23	304,75							
				SB-5-1-6	22	291,5							
				SB-5-1-7	22	291,5							
	2	1	7	SB-5-2-1	23	304,75	159	2232,36	1793	124,50%	4464,72	1	3600
				SB-5-2-2	23	304,75							
				SB-5-2-3	23	304,75							
				SB-5-2-4	23	304,75							
				SB-5-2-5	23	304,75							
				SB-5-2-6	22	291,5							
				SB-5-2-7	22	291,5							
6	1	1	7	SB-6-1-1	23	304,75	161	2260,44	1793	126,07%	4506,84	1	3600
				SB-6-1-2	23	304,75							
				SB-6-1-3	23	304,75							
				SB-6-1-4	23	304,75							
				SB-6-1-5	23	304,75							
				SB-6-1-6	23	304,75							
				SB-6-1-7	23	304,75							
	2	1	7	SB-6-2-1	23	304,75	160	2246,4	1793	125,29%	4506,84	1	3600
				SB-6-2-2	23	304,75							
				SB-6-2-3	23	304,75							
				SB-6-2-4	23	304,75							
				SB-6-2-5	23	304,75							
				SB-6-2-6	23	304,75							
				SB-6-2-7	22	291,5							
7	1	1	6	SB-7-1-1	21	278,25	125	1755	1793	97,88%	3495,96	1	3600
				SB-7-1-2	21	278,25							
				SB-7-1-3	21	278,25							
				SB-7-1-4	21	278,25							
				SB-7-1-5	21	278,25							
				SB-7-1-6	20	265							
				SB-7-2-1	21	278,25							
	2	1	6	SB-7-2-2	21	278,25	124	1740,96	1793	97,10%	3495,96	1	3600
				SB-7-2-3	21	278,25							
				SB-7-2-4	21	278,25							
				SB-7-2-5	20	265							
				SB-7-2-6	20	265							
				SB-7-2-7	20	265							
				SB-7-2-8	20	265							
8	1	1	7	SB-8-1-1	20	265	138	1937,52	1793	108,06%	1937,52	1	1800
				SB-8-1-2	20	265							
				SB-8-1-3	20	265							
				SB-8-1-4	20	265							
				SB-8-1-5	20	265							
				SB-8-1-6	19	251,75							
				SB-8-1-7	19	251,75							
9	1	1	4	SB-9-1-1	21	278,25	84	1179,36	1170	100,80%	1179,36	1	1800
				SB-9-1-2	21	278,25							
				SB-9-1-3	21	278,25							
				SB-9-1-4	21	278,25							

*N.B.: Tutti i materiali, le apparecchiature, i manufatti ed i componenti utilizzati per la progettazione, sono indicativi e potranno essere soggetti a variazioni dovute all'evoluzione tecnologica degli stessi ed alle disponibilità di mercato, pur mantenendo le loro caratteristiche funzionali indicate nel progetto.*

## 9. PORTATA DEI CAVI IN REGIME PERMANENTE

Le sezioni dei cavi per i vari collegamenti previsti sono tali da assicurare una durata di vita adeguata alla stima della vita utile dell'impianto dei conduttori e degli isolamenti sottoposti agli effetti termici causati dal passaggio della corrente elettrica per periodi prolungati e in condizioni ordinarie di esercizio. La verifica per sovraccarico è stata eseguita utilizzando la relazione:

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

dove

IB = corrente d'impiego del cavo

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

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

If = corrente che assicura l'effettivo funzionamento del dispositivo di protezione entro il tempo convenzionale in condizioni definite.

Per la parte in corrente continua, non protetta da interruttori automatici o fusibili nei confronti delle sovracorrenti e del corto circuito, IB risulta pari alla corrente nominale dei moduli fotovoltaici in corrispondenza della loro potenza di picco (MPPT), mentre IN e If possono entrambe essere poste uguali alla corrente di corto circuito dei moduli stessi, rappresentando questa un valore massimo non superabile in qualsiasi condizione operativa. In assenza di dispositivi di protezione contro le sovracorrenti, la seconda relazione non risulta applicabile alla parte in corrente continua.

## 10. PROTEZIONE CONTRO IL CORTO CIRCUITO

Per la parte di circuito in corrente continua, la protezione contro il corto circuito è assicurata dalla caratteristica tensione-corrente dei moduli fotovoltaici che limita la corrente di corto circuito degli stessi a valori noti e di poco superiori alla loro corrente nominale. Pertanto, avendo già tenuto conto di tali valori nel calcolo della portata dei cavi in regime permanente, anche la protezione contro il corto circuito risulta assicurata.

Per ciò che riguarda il circuito in corrente alternata, la protezione contro il corto circuito è assicurata dal dispositivo limitatore contenuto all'interno dell'inverter. L'interruttore magnetotermico posto a valle dell'inverter agisce da rinalzo all'azione del dispositivo di protezione interno.

## 11. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI DIRETTI

Ogni parte elettrica dell'impianto, sia in corrente continua che in corrente alternata è da considerarsi in bassa tensione.

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

- utilizzo di componenti dotati di marchio CE (Direttiva CEE 73/23);
- utilizzo di componenti aventi un idoneo grado di protezione alla penetrazione di solidi e liquidi;
- collegamenti effettuati utilizzando cavo rivestito con guaina esterna protettiva, idoneo per la tensione nominale utilizzata e alloggiato in condotto portacavi idoneo allo scopo. Alcuni brevi tratti di collegamento tra i moduli

fotovoltaici non risultano alloggiati in tubi o canali ma fissati alle strutture di sostegno e quindi soggetti a sollecitazioni meccaniche prevedibili.

In ogni caso valgono le prescrizioni riportate nella Norma CEI 64-8 Parte 4 “Prescrizioni per la sicurezza”.

## 12. MISURE DI PROTEZIONE CONTRO I CONTATTI INDIRETTI

L'inverter e quanto contenuto nei quadri elettrici di impianto sono da considerarsi come sistema TN-S. La protezione contro i contatti indiretti è assicurata dai seguenti accorgimenti:

- collegamento al conduttore di protezione PE di tutte le masse, ad eccezione degli involucri metallici delle apparecchiature di Classe II (moduli fotovoltaici);
- i dispositivi di protezione intervengono in caso di primo guasto verso terra con un ritardo massimo di 0,4 secondi, oppure entro 5 secondi con la tensione sulle masse in quel periodo non superiore a 50V.

## 13. SISTEMA DI CORRENTE CONTINUA (IT)

Il sistema in corrente continua costituito dalle serie di moduli fotovoltaici e dai loro collegamenti agli inverter è un sistema denominato flottante cioè senza punto di contatto a terra. La protezione nei confronti dei contatti indiretti è assicurata, in questo caso, dalle seguenti caratteristiche dei componenti e del circuito:

- protezione differenziale  $I_{\Delta N} \geq 30$  mA
- collegamento al conduttore PE delle carcasse metalliche.

L'elevato numero di moduli fotovoltaici, suggerisce misure di protezione aggiuntive rispetto a quanto prescritto dalle norme CEI 64-8, le quali consistono nel collegamento equipotenziale di ogni struttura di sostegno dei moduli fotovoltaici. Si prevede pertanto di collegare con un conduttore equipotenziale da 6 mm<sup>2</sup> un punto metallico per ogni struttura di fissaggio e, a tale proposito, in fase di montaggio dovrà essere verificato che tra le strutture metalliche non vi siano interposte parti isolanti costituite da anelli di plastica o gomma, parti ossidate o altro. Questo per far sì che, dati i numerosi punti di collegamento, si possa supporre con certezza la continuità elettrica per struttura. In fase di collaudo la continuità elettrica dovrà comunque essere verificata.



I circuiti equipotenziali così ottenuti faranno capo, ognuno con apposito capocorda e bullone, ad una sbarra di terra in rame forata. Un conduttore di terra di idonea sezione verrà steso per collegare i collettori sopra descritti.

## 14. MISURE DI PROTEZIONE SUL COLLEGAMENTO DELLA RETE ELETTRICA

La protezione del sistema di generazione fotovoltaica nei confronti sia della rete di distribuzione pubblica è realizzata in conformità a quanto previsto dalla norma CEI 0-16 e s.i.m.. L'impianto risulta pertanto equipaggiato con un sistema di protezione che si articola su 3 livelli: Dispositivo del generatore; Dispositivo di interfaccia; Dispositivo generale.

### Dispositivo di generatore:

Gli inverter sono internamente protetti contro il cortocircuito e il sovraccarico. Il riconoscimento della presenza di guasti interni provoca l'immediato distacco dell'inverter dalla rete elettrica.

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO "CELLERE"</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 Ingegneria & Innovazione		
		25/11/21	REV: 1	Pag.21

Dispositivo di interfaccia:

Il dispositivo di interfaccia deve provocare il distacco dell'intero sistema di generazione in caso di guasto sulla rete elettrica.

In particolare, secondo quanto previsto dal documento di unificazione ENEL il riconoscimento di eventuali anomalie sulla rete avviene considerando come anormali le condizioni di funzionamento che fuoriescono dai limiti di tensione e frequenza di seguito indicati:

- minima tensione: 0,8 Vn
- massima tensione: 1,2 Vn
- minima frequenza: 49,7 Hz
- massima frequenza: 50,3 Hz

La protezione offerta dal dispositivo di interfaccia impedisce, tra l'altro, che l'inverter continui a funzionare, con particolari configurazioni di carico, anche nel caso di black-out esterno. Questo fenomeno, detto funzionamento in isola, viene evitato, soprattutto perché può tradursi in condizioni di pericolo per il personale addetto alla ricerca e alla riparazione dei guasti. Nel progetto in esame, il dispositivo di interfaccia risulta fisicamente installato esternamente agli inverter. Le funzioni di protezioni del dispositivo di interfaccia sono appositamente certificate da un Ente facente capo alla EA.

Dispositivo generale

Il dispositivo generale ha la funzione di salvaguardare il funzionamento della rete nei confronti di guasti nel sistema di generazione elettrica. Per l'impianto in oggetto è sufficiente la protezione contro il corto circuito e il sovraccarico. L'esecuzione del dispositivo generale deve soddisfare i requisiti sul sezionamento della Norma CEI 64-8. La protezione sarà tipo magnetotermica con relè differenziale.



**15. COLLEGAMENTI ELETTRICI**

I terminali di ognuna delle stringhe confluiranno verso i quadri di sezionamento stringhe e da questi agli inverter, con percorso prima in tubo corrugato HDPE e poi in canalina portacavi. Il percorso dagli inverter al quadro di parallelo o avverrà sempre in canalina portacavi.

Assieme ai cavi di potenza, dal generatore fotovoltaico andranno posati, all'interno della medesima canalizzazione, anche i collegamenti equipotenziali delle strutture di fissaggio; si dovranno collegare tutti i traversi insieme tramite uno spezzone di cavo G/V, fissato con capocorda ad occhiello e bullone in acciaio inox. La serie delle strutture di ciascuna stringa dovrà quindi essere collegata alla barra equipotenziale.

**16. IMPIANTO DI MESSA A TERRA**

L'impianto di terra dell'impianto fotovoltaico ha lo scopo di assicurare la messa a terra delle carpenterie metalliche di sostegno dei moduli fotovoltaici, degli involucri dei quadri elettrici al fine di prevenire pericoli di elettrocuzione per tensioni di contatto e di passo secondo le Norme CEI 11-1. Il layout della rete di terra dovrà essere progettato utilizzando picchetti di acciaio zincato e/o maglia di terra in rame nudo e deve dare le prestazioni attese secondo la normativa vigente.

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>			
		25/11/21	REV: 1	Pag.22

Particolare cura deve essere rivolta ad evitare che nelle zone di contatto rame/superficie di acciaio zincato si formino coppie elettrochimiche soggette a corrosione per effetto delle correnti di dispersione dei moduli fotovoltaici (corrente continua). Non è permessa la messa a terra delle cornici dei moduli fotovoltaici.

## 17. SISTEMA DI MONITORAGGIO

Il sistema di monitoraggio prevede la possibilità di evidenziare le grandezze di interesse del funzionamento dell’impianto attraverso opportuno software di interfaccia su di un PC collegato al sistema di acquisizione dati via RS485, Modbus TCP, gateway e attraverso modem anche da remoto.

L’hardware del sistema sarà composto da:

- Sistema SCADA (data logger dotato anche di ingressi per le grandezze meteo);
- interfaccia RS 485;
- sensore di temperatura ambiente;
- sensore di irraggiamento;
- sensore di vento (velocità e direzione);
- linee di collegamento via RS 485 e Modbus TCP.

## 18. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – ATTRAVERSAMENTI DI CANALI TIPICI

Qualora il tracciato delle linee MT dovessero presentare degli attraversamenti di canale, saranno eseguiti con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.



## 19. LINEE MT IN CAVO INTERRATO – DISTANZE DI RISPETTO DA IMPIANTI E OPERE INTERFERENTI TIPICI

Le interferenze che si dovessero presentare lungo il tracciato delle linee MT saranno trattate con una delle soluzioni tecniche descritte nelle tavole allegate nella documentazione progettuale e conformi a quanto indicato nella Norma CEI 1-17.

## 20. OPERE ELETTRICHE PER LA CONNESSIONE (CODICE PRATICA: 202100720)

connessione prevede l’inserimento dell’impianto alla RTN mediante collegamento in antenna a 150 kV con una nuova Stazione Elettrica (SE) di smistamento a 150 kV della RTN, da inserire in entra-esce alla linea a 150 kV RTN “Canino-Arlena”, previa realizzazione dei raccordi della medesima linea alla stazione elettrica RTN 380/150 kV di Toscana, di cui al Piano di Sviluppo Terna e previa realizzazione:

- Di un nuovo elettrodotto RTN a 150 kV di collegamento tra la suddetta SE RTN 150 kV e la stazione di Toscana, che dovrà essere opportunamente ampliata;
- Potenziamento/rifacimento della linea RTN a 150 kV “Canino-Montalto”.

	<p align="center"><b>IMPIANTO FOTOVOLTAICO “CELLERE”</b></p> <p align="center"><b>RELAZIONE TECNICA IMPIANTO FOTOVOLTAICO</b></p>	 <b>Antex</b> <small>group</small> <i>Ingegneria &amp; Innovazione</i>		
		25/11/21	REV: 1	Pag.23

Si precisa che la nuova stazione RTN a 150 kV di cui sopra dovrà essere realizzata nella futura tratta “Canino-Tuscania”.

## 21. NORMATIVA TECNICA

Tutti i componenti dell’impianto avranno caratteristiche conformi a quanto previsto dalla normativa emessa dagli organismi normatori internazionali, al fine di garantire la sicurezza, affidabilità ed efficienza.

Si precisa che i seguenti riferimenti possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili.

- CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici;
- CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica;
- CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici;
- CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata;
- CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo;
- CEI 11-20 + V1 e V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- CEI EN 50110-1 CEI (11-48) Esercizio degli impianti elettrici;
- CEI EN 50160 CEI (8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica;
- CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV;
- Norma CEI 0-14 “Guida all’applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi”;
- Norma CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- Norma CEI 11-32 “Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria”;
- Norma CEI 11-46 “Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-47 “Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa”;
- Norma CEI 11-61 “Guida all’inserimento ambientale delle linee aeree esterne e delle stazioni elettriche”;
- Norma CEI 11-62 “Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria”;
- Norma CEI 64-8 “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- Norma CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- Norma CEI EN 50086 2-4 “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”

- Decreto Legislativo 9 Aprile 2008 n. 81 - "Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro";
- D.P.R. 22 Ottobre 2001 n. 462 "Regolamento di semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra di impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi";
- Decreto Legislativo 1 agosto 2003 n. 259 "Codice delle comunicazioni elettroniche";
- D.M. 12 Settembre 1959 "Attribuzione dei compiti e determinazione delle modalità e delle documentazioni relative all'esercizio delle verifiche e dei controlli previste dalle norme di prevenzione degli infortuni sul lavoro";
- Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici (R.D. n. 1775 del 11/12/1933);
- Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne (R.D. n. 1969 del 25/11/1940) e successivi aggiornamenti (D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 e D.M. n. 449 del 21/3/1988);
- "Approvazione delle norme tecniche per la progettazione l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne" (D.M. n. 449 del 21/03/1988);
- "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne" (D.M. 16/01/1991) e successivi aggiornamenti (D.M. 05/08/1998);
- "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)" (D.P.C.M del 8/07/2003).

## 22. CALCOLO DI PRODUCIBILITA'

Il calcolo della producibilità è stato effettuato imputando il modello del sistema nel software di simulazione PVsyst vers.7.1.6 del quale si riporta il report di calcolo in allegato alla presente relazione.

Al fine della simulazione della producibilità dell'impianto fotovoltaico si è stabilita la disponibilità di fonte solare, in funzione del sito d'installazione dell'impianto, e sono state considerate tutte le perdite dello stesso.

**Come risultato della simulazione è stata ottenuta una producibilità pari a 45.469 MWh/anno** a fronte di una potenza nominale installata pari a 31.67 MW.

Considerata la potenza dell'impianto si ha una produzione specifica pari a 1.436 kWh/kWp/anno.

Sulla base di tutte le perdite considerate nel software, l'impianto in progetto consente di ottenere un indice di rendimento (Performance Ratio - PR) pari a 79,45%.

### 22.1. Allegato: Report PVSYST

Il Progettista:  
Ing. Giuseppe Basso



# PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

---

Progetto: Cellere

Variante: Cellere\_Fisso Bifacciali

Shed illimitati

Potenza di sistema: 31.67 MWc

Cellere - Italy

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*

*PVsyst VALUTAZIONE*



## Progetto: Cellere

Variante: Cellere\_Fisso Bifacciali

### PVsyst V7.1.3

VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

### Sommario del progetto

#### Luogo geografico

Cellere  
Italia

#### Ubicazione

Latitudine 42.51 °N  
Longitudine 11.80 °E  
Altitudine 405 m  
Fuso orario UTC+1

#### Parametri progetto

Albedo 0.20

#### Dati meteo

Cellere  
Meteonorm 7.3 (1994-2013), Sat=50% - Sintetico

### Sommario del sistema

#### Sistema connesso in rete

Simulazione per l'anno no 10

#### Shed illimitati

#### Orientamento campo FV

Shed  
inclinazione 30 °  
azimut 0 °

#### Ombre vicine

ombreggiamento reciproco degli shed

#### Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

#### Informazione sistema

##### Campo FV

Numero di moduli 58656 unità  
Pnom totale 31.67 MWc

##### Inverter

Numero di unità 16 unità  
Pnom totale 23.57 MWac  
Rapporto Pnom 1.344

### Sommario dei risultati

Energia prodotta 45469 MWh/anno Prod. Specif. 1436 kWh/kWc/anno Indice rendimento PR 79.45 %

### Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Risultati principali	6
Diagramma perdite	7
Grafici speciali	8



**PVsyst V7.1.3**

VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

**Parametri principali**

<b>Sistema connesso in rete</b>		<b>Shed illimitati</b>		<b>Modelli utilizzati</b>	
<b>Orientamento campo FV</b>		<b>Configurazione sheds</b>		Trasposizione Perez	
<b>Orientamento</b>		N. di shed 752 unità		Diffuso Perez, Meteororm	
Shed		Shed illimitati		Circumsolare separare	
inclinazione	30 °	<b>Dimensioni</b>			
azimut	0 °	Spaziatura sheds 8.00 m			
		Larghezza collettori 4.70 m			
		Fattore occupazione (GCR) 58.8 %			
		Banda inattiva alto 0.02 m			
		Banda inattiva basso 0.02 m			
		<b>Angolo limite ombreggiamento</b>			
		Angolo limite profilo 31.1 °			
<b>Orizzonte</b>		<b>Ombre vicine</b>		<b>Bisogni dell'utente</b>	
Orizzonte libero		ombreggiamento reciproco degli shed		Carico illimitato (rete)	
<b>Sistema a moduli bifacciali</b>					
Modello		Calcolo 2D shed illimitati			
<b>Geometria del modello bifacciale</b>			<b>Definizioni per il modello bifacciale</b>		
Spaziatura sheds	8.00 m	Albedo dal suolo		0.30	
Ampiezza sheds	4.74 m	Fattore di Bifaccialità		70 %	
Angolo limite profilo	31.3 °	Ombreg. posteriore		5.0 %	
GCR	59.2 %	Perd. Mismatch post.		10.0 %	
s.l.s.	2.50 m	Trasparenza del modul FV		0.0 %	

**Caratteristiche campo FV**

<b>Modulo FV</b>		<b>Inverter</b>	
Costruttore	Generic	Costruttore	Generic
Modello	JKM540M-72HL4-TV	Modello	Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000
(definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	540 Wp	Potenza nom. unit.	1473 kWac
Numero di moduli FV	58656 unità	Numero di inverter	16 unità
Nominale (STC)	31.67 MWc	Potenza totale	23568 kWac
<b>Campo #1 - Sottocampo #1</b>			
Numero di moduli FV	14664 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7919 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	564 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>			
Pmpp	7223 kWc	Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
U mpp	960 V	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
I mpp	7521 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.34
<b>Campo #2 - Sottocampo #2</b>			
Numero di moduli FV	14664 unità	Numero di inverter	4 unità
Nominale (STC)	7919 kWc	Potenza totale	5892 kWac
Moduli	564 Stringhe x 26 In serie		
<b>In cond. di funz. (50°C)</b>			
Pmpp	7223 kWc	Voltaggio di funzionamento	911-1300 V
U mpp	960 V	Potenza max. (=>30°C)	1637 kWac
I mpp	7521 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.34



**PVsyst V7.1.3**

VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

**Caratteristiche campo FV**

**Campo #3 - Sottocampo #3**

Numero di moduli FV 14664 unità  
Nominale (STC) 7919 kWc  
Moduli 564 Stringhe x 26 In serie  
**In cond. di funz. (50°C)**  
Pmpp 7223 kWc  
U mpp 960 V  
I mpp 7521 A

Numero di inverter 4 unità  
Potenza totale 5892 kWac  
Voltaggio di funzionamento 911-1300 V  
Potenza max. (=>30°C) 1637 kWac  
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.34

**Campo #4 - Sottocampo #4**

Numero di moduli FV 14664 unità  
Nominale (STC) 7919 kWc  
Moduli 564 Stringhe x 26 In serie  
**In cond. di funz. (50°C)**  
Pmpp 7223 kWc  
U mpp 960 V  
I mpp 7521 A

Numero di inverter 4 unità  
Potenza totale 5892 kWac  
Voltaggio di funzionamento 911-1300 V  
Potenza max. (=>30°C) 1637 kWac  
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.34

**Potenza PV totale**

Nominale (STC) 31674 kWp  
Totale 58656 moduli  
Superficie modulo 151257 m<sup>2</sup>  
Superficie cella 139451 m<sup>2</sup>

**Potenza totale inverter**

Potenza totale 23568 kWac  
N. di inverter 16 unità  
Rapporto Pnom 1.34

**Perdite campo**

**Perdite per sporco campo**

Fraz. perdite 3.0 %

**Fatt. di perdita termica**

Temperatura modulo secondo irraggiamento  
Uc (cost) 29.0 W/m<sup>2</sup>K  
Uv (vento) 0.0 W/m<sup>2</sup>K/m/s

**Perdite DC nel cablaggio**

Res. globale campo 2.1 mΩ  
Res. globale di cablaggio 0.53 mΩ  
Fraz. perdite 1.5 % a STC

**Perdita diodo di serie**

Perdita di Tensione 0.7 V  
Fraz. perdite 0.1 % a STC

**LID - Light Induced Degradation**

Fraz. perdite 2.0 %

**Perdita di qualità moduli**

Fraz. perdite -0.8 %

**Perdite per mismatch del modulo**

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

**Perdita disadattamento Stringhe**

Fraz. perdite 0.1 %

**Degrado medio dei moduli**

Anno n° 10  
Fattore di perdita annuale 0.4 %/anno  
**Mismatch dovuto a degrado**  
Dispersione Imp RMS 0.4 %/anno  
Dispersione Vmp RMS 0.4 %/anno

**Fattore di perdita IAM**

Effetto d'incidenza, profilo definito utente (IAM): Profilo definito utente

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.999	0.989	0.964	0.922	0.729	0.000

**Correzione spettrale**

Primo modello solare  
Acqua precipitabile stimata dall'umidità relativa

coefficienti	C0	C1	C2	C3	C4	C5
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781

**PVsyst V7.1.3**

VC3, Simulato su

16/01/21 18:52

con v7.1.3

**Perdite sistema****indisponibilità del sistema**

frazione di tempo 2.0 %  
7.3 giorni,  
3 periodi

**Perdite ausiliarie****Perdite cablaggio AC****Linea uscita inv. sino al trasformatore MT**

Tensione inverter 630 Vac tri  
Fraz. perdite 0.1 % a STC

**Inverter: Ingecon Sun 1640TL B630 IP54 H1000**

Sezione cavi (16 Inv.) Rame 16 x 3 x 1200 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza media dei cavi 10 m

**Linea MV fino alla iniezione**

Voltaggio MV 30 kV  
Conduttori All 3 x 500 mm<sup>2</sup>  
Lunghezza 2000 m  
Fraz. perdite 0.4 % a STC

**Perdite AC nei trasformatori****Trafo MV**

Tensione rete 30 kV

**Perdite di operazione in STC**

Potenza nominale a STC (PNomac) 31144 kVA  
Perdita ferro (scollegato di notte) 31.14 kW  
Fraz. perdite 0.1 % a STC  
Resistenza equivalente induttori 3 x 0.13 mΩ  
Fraz. perdite 1.0 % a STC



**PVsyst V7.1.3**

VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

**Risultati principali**

**Produzione sistema**

Energia prodotta 45469 MWh/anno

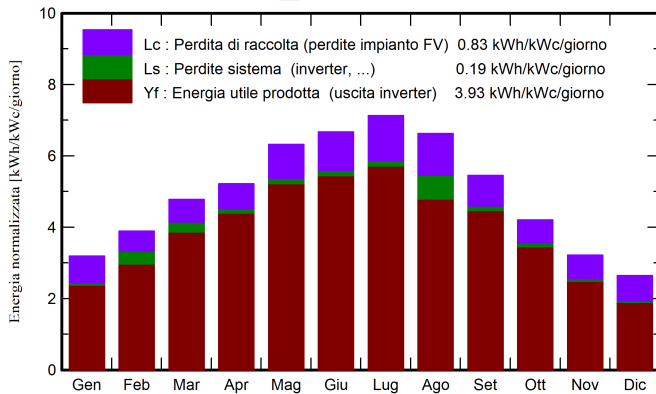
Prod. Specif.

1436 kWh/kWc/anno

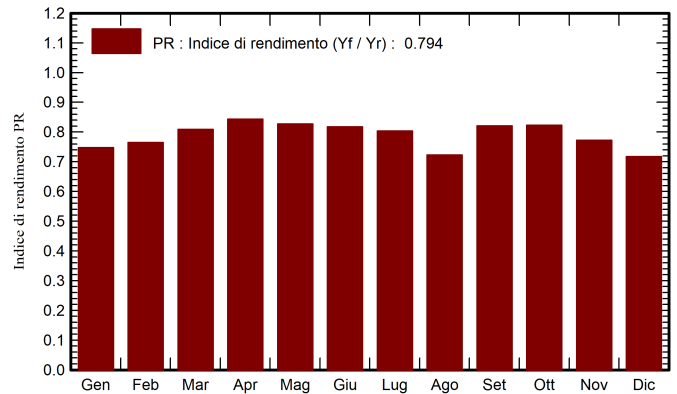
Indice di rendimento PR

79.45 %

**Produzione normalizzata (per kWp installato)**



**Indice di rendimento PR**



**Bilanci e risultati principali**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T_Amb</b> °C	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>GlobEff</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>EArray</b> MWh	<b>E_Grid</b> MWh	<b>PR</b> ratio
<b>Gennaio</b>	56.4	21.14	6.25	98.8	80.6	2411	2341	0.748
<b>Febbraio</b>	73.8	31.24	7.39	108.9	100.2	2957	2639	0.765
<b>Marzo</b>	117.7	51.76	10.72	148.2	139.4	4075	3798	0.809
<b>Aprile</b>	144.2	73.40	13.89	156.4	146.4	4297	4177	0.843
<b>Maggio</b>	194.6	75.40	19.65	196.0	184.6	5279	5134	0.827
<b>Giugno</b>	207.4	78.93	23.56	200.0	188.1	5326	5182	0.818
<b>Luglio</b>	224.3	68.43	26.81	220.9	208.5	5775	5619	0.803
<b>Agosto</b>	190.9	62.28	26.25	205.5	194.1	5363	4706	0.723
<b>Settembre</b>	136.5	57.58	20.60	163.5	154.0	4371	4253	0.821
<b>Ottobre</b>	94.7	41.08	16.83	130.2	122.0	3491	3395	0.823
<b>Novembre</b>	59.9	27.42	11.27	96.6	82.2	2431	2363	0.773
<b>Dicembre</b>	46.3	21.37	7.35	81.9	63.3	1916	1861	0.718
<b>Anno</b>	1546.8	610.03	15.93	1806.9	1663.4	47690	45469	0.794

**Legenda**

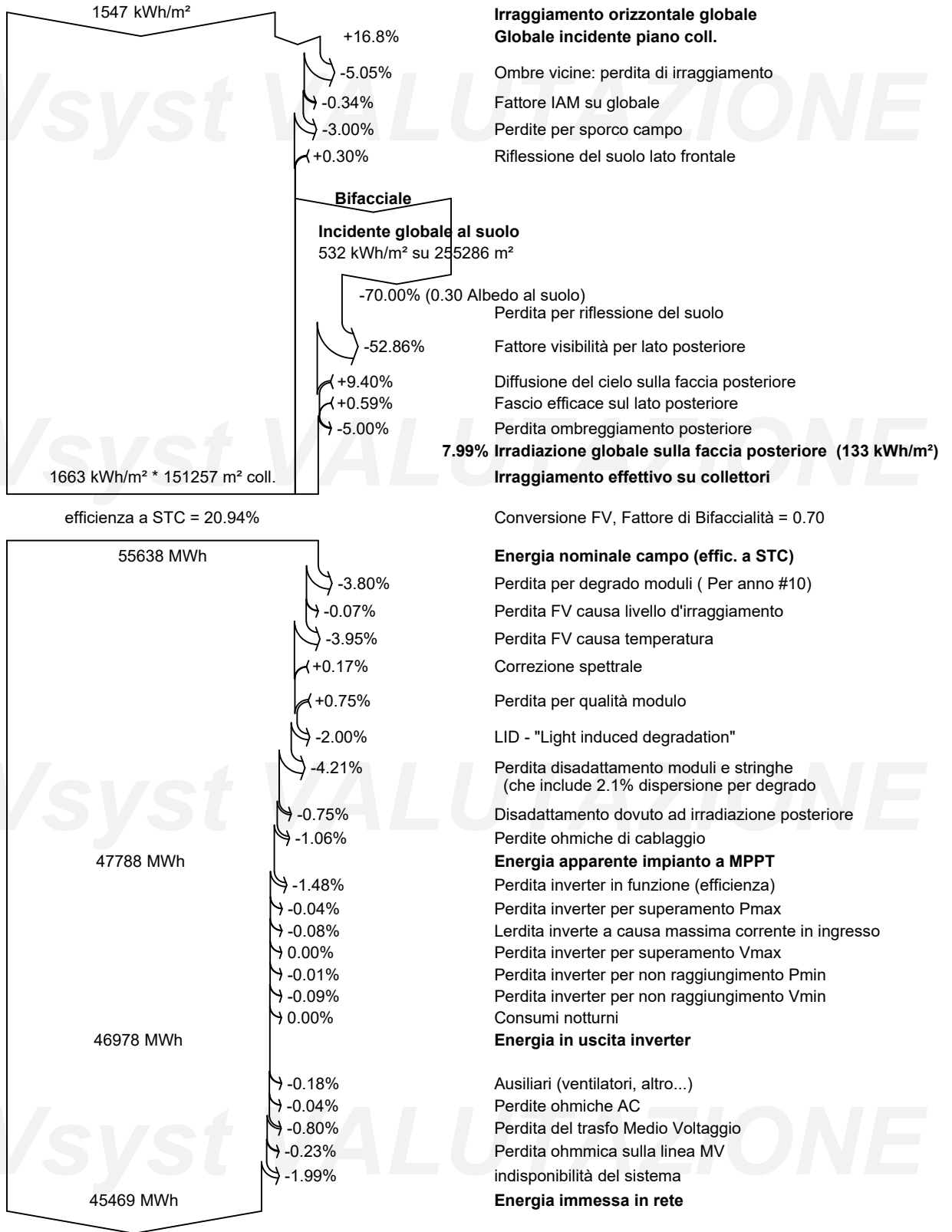
- GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
- DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
- T\_Amb Temperatura ambiente
- GlobInc Globale incidente piano coll.
- GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

- EArray Energia effettiva in uscita campo
- E\_Grid Energia immessa in rete
- PR Indice di rendimento



PVsyst V7.1.3  
VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

Diagramma perdite

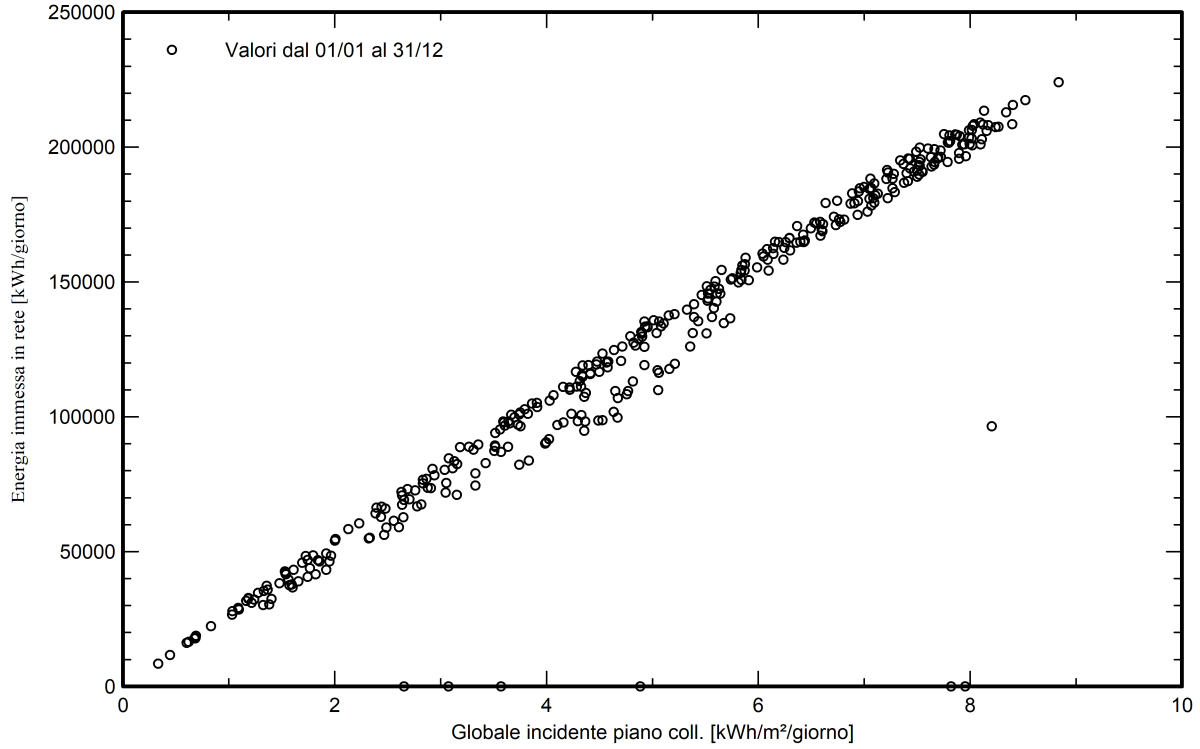




PVsyst V7.1.3  
VC3, Simulato su  
16/01/21 18:52  
con v7.1.3

Grafici speciali

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

