

Regione Emilia Romagna



Comune di Finale Emilia



Committente

VALLETTA SOLAR SRL

VIA VITTORIA NENNI 8/1

ALBINEA (RE)

CAP 42020

p.iva 03033860358





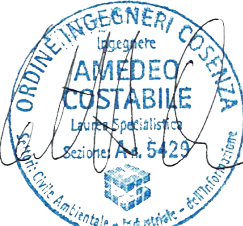

Titolo del Progetto:

Progetto per la realizzazione e l'esercizio di un parco agrivoltaico avanzato della potenza di 60,49484 MW, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili denominato "Valletta"

Documento:	Progetto di fattibilità tecnico-economica ai sensi del D.lgs 36/23 Art. 41	N° Tavola: RELO2
------------	--	---------------------

Elaborato:	Relazione tecnica impianto fotovoltaico	SCALA:	-
		FOGLIO:	1 di 1
		FORMATO:	A4

folder:	Nome File:	REL02_Relazione tecnica impianto fotovoltaico_rev.00.pdf
---------	------------	--

 NEW DEVELOPMENTS srl piazza Europa, 14 - 87100 Cosenza (CS)	Progettisti:  dott.ing. Giovanni Guzzo Foliaro	 dott.ing. Amedeo Costabile	 dott. Ing. Francesco Meringolo
--	--	---	--

Rev:	Data Revisione:	Descrizione Revisione	Redatto	Controllato	Approvato
00	15/07/2024	PRIMA EMISSIONE	New. Dev.	VS	VS



Indice	
Premessa	2
1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata.....	2
1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche.....	2
1.2 Terminologia	4
1.3 Suddivisione dei campi	4
2. Descrizione delle diverse componenti.....	6
2.1 Modulo fotovoltaico	6
2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare	10
2.3 Perimetrazione esterna.....	14
2.4 Inverter, trasformatori, quadri.....	15
2.5 Opere elettriche.....	23
2.6 Stazione Meteorologica	26
2.8 Viabilità interna.....	28
2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione	29
3. Dimensionamento dell'impianto.....	29
3.1 Sito di installazione	29
3.2 Potenza totale	30
3.3 Dati di irraggiamento	30
3.4 Sistema di orientamento.....	35
3.5 Previsione di produzione energetica	35
4. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assensi comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento ...	35
5. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini.....	37



Premessa

Valletta Solar s.r.l., con sede in via Vittoria Nenni 8/1 – 42020 – Albinea (RE), cf: 03033860358,

propone

in agro di comune di Finale Emilia (MO), un impianto agrivoltaico avanzato denominato "**Valletta**", per la produzione di energia elettrica da fonte fotovoltaica integrata alla produzione agricola.

Lo scopo della presente relazione è quello di descrivere e analizzare la componente fotovoltaica del seguente progetto. L'impianto fotovoltaico sviluppa una potenza nominale pari a **60,49484 MW**. Oltre che alle componenti necessarie per la generazione elettrica fotovoltaica, verrà realizzato un **elettrodotto interrato di vettoriamento in MT** che convoglierà l'energia prodotta, da una futura **sottostazione elettrica** situata internamente al campo fotovoltaico, sino alla stazione elettrica "Finale Emilia" (MO) tramite un **elettrodotto interrato AT** anch'esso da realizzarsi.

1. Descrizione delle caratteristiche della fonte utilizzata

Vengono fornite informazioni sul funzionamento e sulle caratteristiche elettriche dei generatori fotovoltaici.

1.1 Funzionamento delle celle fotovoltaiche¹

L'interazione di un fotone di sufficiente energia con un elettrone legato (di valenza) di un materiale solido può liberare l'elettrone e portarlo nella banda di conduzione. Questo è il principio di base del funzionamento delle celle fotovoltaiche.

L'energia richiesta per liberare un elettrone e portarlo dalla banda di valenza nella banda di conduzione è denominata energia di gap.

¹ Mario A. Cucumo, V. Marinelli, G. Oliveti (1994). *Ingegneria Solare*. Bologna: Pitagora Editrice s.r.l.



Se l'energia di un fotone è minore dell'energia di gap, l'elettrone non può essere liberato e l'energia del fotone viene dissipata in calore, se l'energia del fotone è maggiore di quella di gap, l'elettrone viene liberato e l'eccesso di energia viene ancora dissipato in calore.

Il materiale maggiormente utilizzato nelle celle fotovoltaiche è il silicio (Si), il quale ha una energia di gap pari a 1,12 (eV).

La lunghezza d'onda massima alla quale la radiazione solare produce l'effetto fotovoltaico risulta dalla relazione:

$$\lambda_{max} = \frac{h \cdot c}{\epsilon_g} = 1,11 \cdot 10^{-6} m$$

dove

$\epsilon_g = 1,12 \text{ eV} = 1,12 \cdot 1,6 \cdot 10^{-19} J$ = energia di gap del silicio;

$h = 6,625 \cdot 10^{-34} J \cdot s$ = costante di Planck;

$c = 3 \cdot 10^8 m/s$ = velocità della luce.

La radiazione di lunghezza d'onda maggiore di 1,1 μm è pertanto inabile a produrre corrente elettrica nelle celle al silicio, pertanto, esaminando i dati della distribuzione spettrale dell'irraggiamento extraterrestre, si può osservare che circa il 25% dell'energia solare contenuta nello spettro è completamente inefficace.

Le celle fotovoltaiche sono costituite da due strati di semiconduttori in contatto tra di loro, uno di tipo *n* ed uno di tipo *p*.

Il silicio presenta quattro elettroni di valenza nell'orbita più esterna e forma un reticolo cristallino in cui ogni atomo di Si è circondato da 4 atomi di Si, con ciascuno dei quali stabilisce un legame covalente.

Il semiconduttore di tipo *n* si ottiene aggiungendo al silicio piccole quantità di fosforo (P), il quale ha cinque elettroni nell'orbita più esterna; nel semiconduttore *n* vi è pertanto un eccesso di elettroni liberi, portati dagli atomi di fosforo.

Il semiconduttore di tipo *p* si ottiene invece degradando il silicio con atomi di boro (B), il quale ha solo tre elettroni nell'orbita esterna: nel semiconduttore *p* vi sono pertanto vacanze di elettroni.

Quando si pongono in contatto i due strati di semiconduttore di tipo *n* e di tipo *p*, gli elettroni liberi del semiconduttore *n* attraversano la giunzione ed occupano le vacanze esistenti nel semiconduttore *p*: di conseguenza il semiconduttore *n* acquista una carica positiva, mentre il semiconduttore *p* si carica negativamente. Si stabilisce pertanto attorno alla giunzione una barriera di potenziale.

Quando la cella fotovoltaica viene illuminata dalla radiazione solare, quest'ultima penetra sia nello strato superiore che inferiore creando delle coppie di elettroni e di vacanze. A causa della barriera di potenziale,



gli elettroni possono passare da p ad n ma non da n a p : si produce così un eccesso di elettroni nello strato n , che fluiscono nel conduttore esterno verso lo strato p dando luogo ad una corrente elettrica. La cella è provvista di opportune griglie conduttrici per convogliare gli elettroni nel circuito esterno.

1.2 Terminologia

Nella sistemistica fotovoltaica viene usata la seguente terminologia:

- *Cella fotovoltaica*: è il componente a semiconduttore che realizza la conversione diretta di energia solare in energia elettrica;
- *Modulo*: è un insieme di celle fotovoltaiche, connesse elettricamente fra loro e racchiuse in un involucro sigillato;
- *Pannello*: è un insieme di moduli connessi in una struttura rigida;
- *Stringa*: è un insieme di pannelli connessi in modo da dare la tensione nominale dell'impianto;
- *Campo fotovoltaico*: è l'insieme di tutti i pannelli, connessi tra loro in maniera opportuna, che costituiscono il generatore di energia elettrica;
- *Sistema di inseguimento*: è una macchina elettrica la quale consente di far funzionare il campo fotovoltaico sempre in condizioni di massima potenza erogata;
- *Inverter*: trasforma la corrente continua generata dall'impianto fotovoltaico in corrente alternata.

1.3 Suddivisione dei campi

L'impianto è collocato in due aree principali chiamate "**Area Nord**" ed "**Area Sud**" suddivisi in **n. 6 campi denominati "A-B-C-D-E-F"**, opportunamente recintati dislocati nel territorio comunale di **Finale Emilia (MO) in località Valletta**. I campi FV sono suddivisi a loro volta in 13 sottocampi come mostrato nella figura seguente:

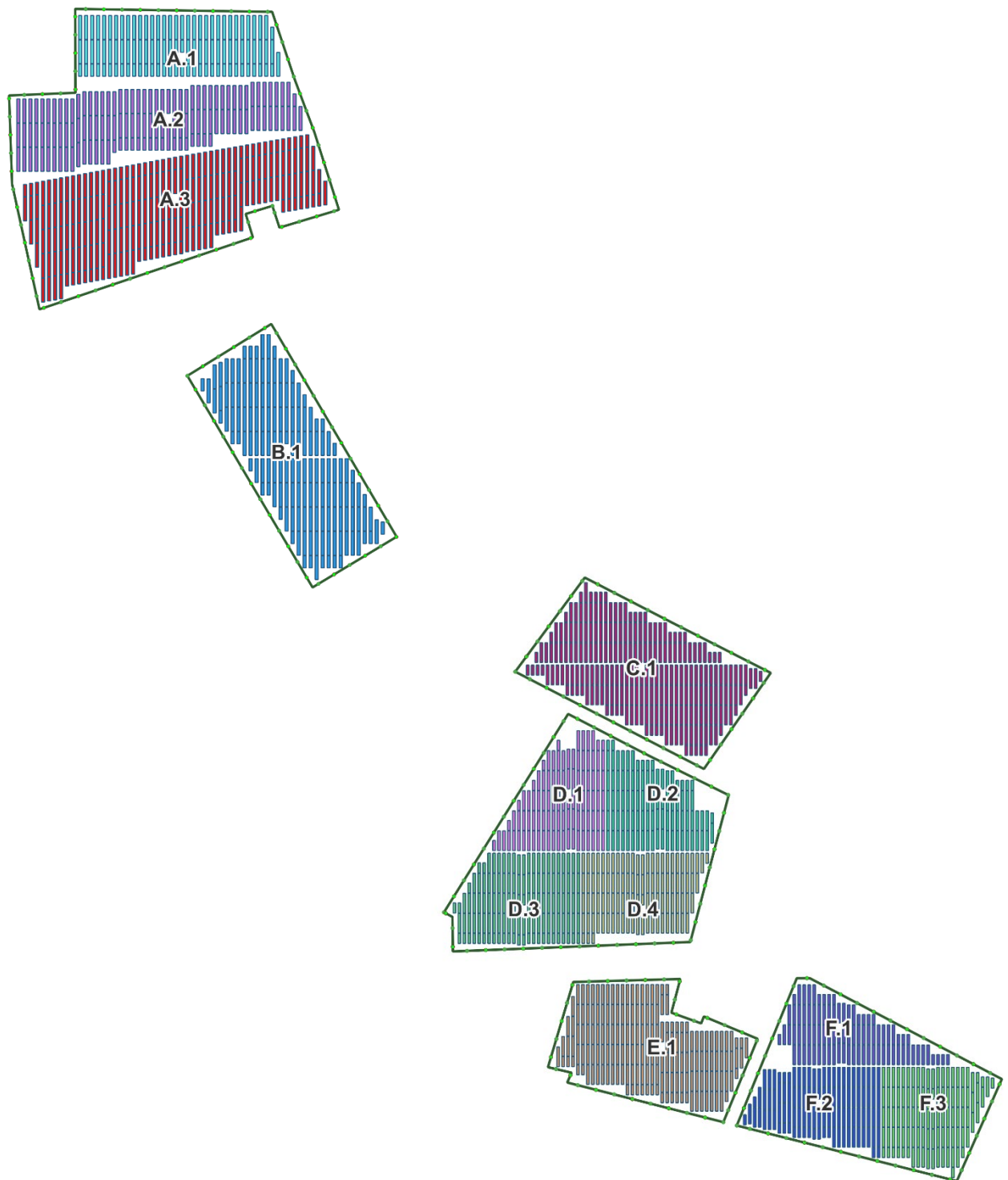


Figura 1 -Suddivisione dei campi FV, Area Nord ed Area Sud EG37_Planimetria della suddivisione dei campi.rev00.pdf



2. Descrizione delle diverse componenti

2.1 Modulo fotovoltaico

Il modulo scelto per il generatore fotovoltaico è del tipo a tecnologia monocristallino bifacciale della ditta **Trinasolar TMS – NEG-21C.20 di potenza 710 Watt**, di dimensioni pari a (L x B x H) 2384 mm x 1303 mm x 35 mm o similare occupante una superficie pari a circa **3,11** mq. Tale modulo presenta un'efficienza del 22.9%. Viene riportata di seguito la scheda tecnica di dettaglio:



Mono Multi Solutions

Vertex N

N-type i-TOPCon bifacial dual glass
Monocrystalline module

PRODUCT: TSM-NEG21C.20
PRODUCT RANGE: 685-710W

710W

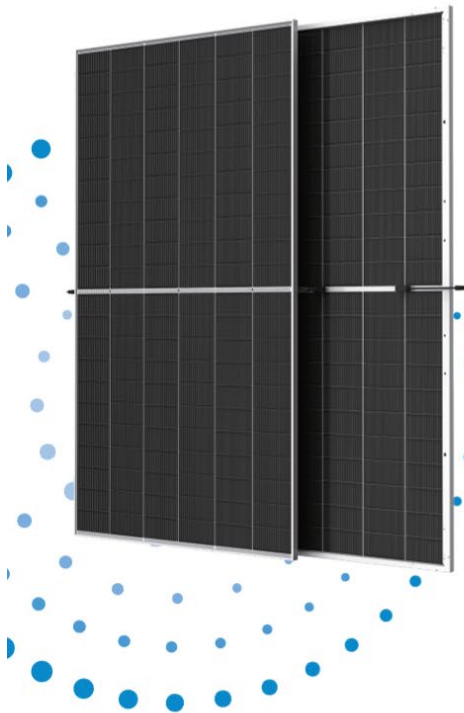
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

22.9%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- The star of LCOE (Levelized Cost Of Energy) .Higher string power feature effectively reduces BOS (Balance of System)and LCOE
- More energy harvest with cutting-edge N-type i-TOPCon technology
- Designed for compatibility with existing mainstream system components



High power up to 710W

- Up to 22.9% module efficiency with high density interconnect technology
- SMBB (Super multi-busbar) technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

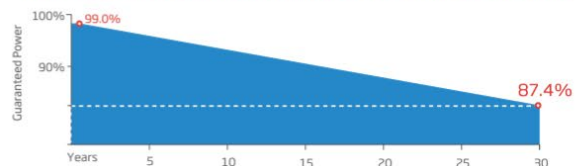
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent product bifaciality and low irradiation performance, validated by 3rd party
- Lower degradation: 1% first year, 0.4% annually thereafter
- Lower temperature coefficient (-0.29%/°C)
- Up to 30% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



Comprehensive Products and System Certificates



IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716

ISO 9001: Quality Management System

ISO 14001: Environmental Management System

ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification

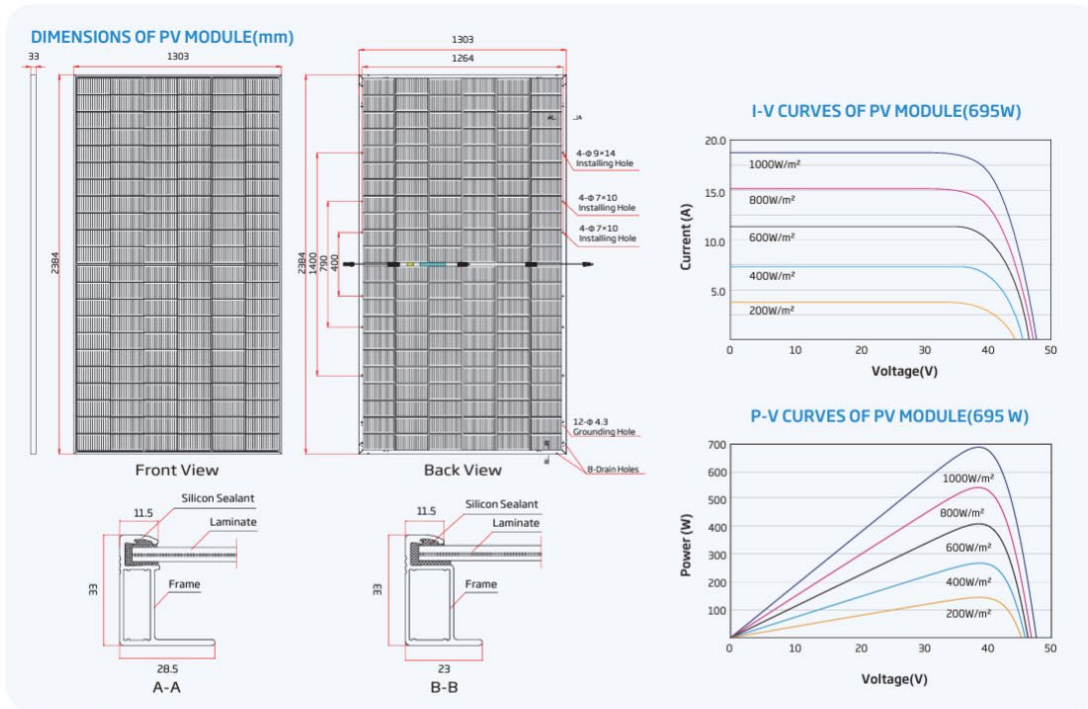
ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



TrinaSolar



Vertex N N-type i-TOPCon bifacial dual glass Monocrystalline module



MECHANICAL DATA

Solar Cells	N-type Monocrystalline
No. of cells	132 cells
Module Dimensions	2384*1303*33 mm (93.86*51.30*1.30 inches)
Weight	38.3 kg (84.4 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)

Frame	33mm(1.30 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm ² (0.006 inches ²) Portrait: 350/280 mm(13.78/11.02 inches) Length can be customized
Connector	MC4 EVQ2 / TS4 PLUS / TS4*

*Please refer to regional datasheet for connector.

ELECTRICAL DATA (STC & NOCT)

Testing Condition	STC		NOCT		STC		NOCT		STC		NOCT	
	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Peak Power Watts - P _{MAX} (Wp)*	685	522	690	526	695	531	700	534	705	540	710	543
Power Tolerance - P _{MAX} (W)	0 ~ +5											
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.8	37.4	40.1	37.7	40.3	37.9	40.5	38.0	40.7	38.3	40.9	38.5
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	17.19	13.93	17.23	13.95	17.25	14.00	17.29	14.04	17.33	14.08	17.36	14.12
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.7	45.3	47.9	45.4	48.3	45.9	48.6	46.1	48.8	46.3	49.0	46.5
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	18.21	14.67	18.25	14.71	18.28	14.72	18.32	14.76	18.36	14.80	18.40	14.83
Module Efficiency η _m (%)	22.1		22.2		22.4		22.5		22.7		22.9	

STC: Irradiance 1000W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. NOCT: Irradiance at 800W/m², Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s. *Measuring tolerance: ±3%.

Electrical characteristics with different power bin (reference to 5% & 10% backside power gain)

	5%		10%		5%		10%		5%		10%	
	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Backside Power Gain	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%	5%	10%
Total Equivalent power - P _{MAX} (Wp)	719	754	725	759	730	765	735	770	740	776	746	781
Maximum Power Voltage - V _{MPP} (V)	39.8	39.8	40.1	40.1	40.3	40.3	40.5	40.5	40.7	40.7	40.9	40.9
Maximum Power Current - I _{MPP} (A)	18.05	18.91	18.09	18.95	18.11	18.98	18.15	19.02	18.20	19.06	18.23	19.10
Open Circuit Voltage - V _{OC} (V)	47.7	47.7	47.9	47.9	48.3	48.3	48.6	48.6	48.8	48.8	49.0	49.0
Short Circuit Current - I _{SC} (A)	19.12	20.03	19.16	20.08	19.19	20.11	19.24	20.15	19.28	20.20	19.32	20.24

Power Bifaciality: 80±5%

TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P _{MAX}	-0.29%/°C
Temperature Coefficient of V _{OC}	-0.24%/°C
Temperature Coefficient of I _{SC}	0.04%/°C

MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40 ~ +85° C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC)
	1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

WARRANTY

- 12 year Product Workmanship Warranty
- 30 year Power Warranty
- 1% first year degradation
- 0.40% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

PACKAGING CONFIGURATION

- Modules per box: 33 pieces
- Modules per 40' container: 594 pieces



CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.

© 2023 Trina Solar Limited. All rights reserved. Specifications included in this datasheet are subject to change without notice.

Version number: TSM_EN_2023_D

www.trinasolar.com



I moduli fotovoltaici bifacciali sono dei tipi di pannelli che riescono a generare energia da entrambi i lati della cella fotovoltaica, aumentando in tal modo la produzione di energia rispetto a un modulo fotovoltaico standard.

La cella sfrutta quindi sia la luce sia frontalmente che posteriormente tramite il fenomeno di "bifaccialità" che dipende dal Fattore di Albedo della superficie su cui i moduli vengono installati.

L'albedo è l'unità di misura che indica la capacità riflettente di un oggetto o di una superficie. Solitamente viene espressa con un valore da 0 a 1, che può variare a seconda dei singoli casi.

Più il valore dell'albedo di una superficie è vicino all'unità, maggiore è la quantità di luce che è in grado di riflettere: di conseguenza, anche la produzione di energia dei pannelli fotovoltaici bifacciali sarà più o meno elevata e quindi a parità di superficie installata la potenza del modulo risulterà maggiore.

I moduli, catturando la luce riflessa sulla parte posteriore, garantiscono un incremento di produzione che può oscillare tra il 5% e il 10% (come riportato nella scheda tecnica) in più rispetto a un modulo monofacciale a seconda dell'albedo.

La seguente tabella riporta la distribuzione dei moduli all'interno del parco fotovoltaico divisa per campi:

Campo	N° moduli	Potenza (MW)	Superficie pannellata (mq)
A	21,644	15,367	67,234
B	7,504	5,328	23,310
C	11,172	7,932	34,704
D	21,140	15,009	65,668
E	9,044	6,421	28,094
F	14,700	10,437	45,663
Tot. Impianto	85,204	60,495	264,674

*la superficie pannellata rappresenta la proiezione al suolo dei soli moduli fotovoltaici



2.2 Struttura di sostegno e sistema di inseguimento solare

Il progetto prevede l'impiego di sistemi ad inseguitore solare monoassiale di *rollio* del tipo *Tracker*. Queste strutture consentono la rotazione dei moduli fotovoltaici ad essi ancorati intorno ad un unico asse orizzontale permettendo l'inseguimento del sole nell'arco della giornata aumentando la produzione energetica dell'impianto fotovoltaico.

Nei campi fotovoltaici che costituiscono il parco in oggetto i *trackers* lavorano singolarmente ed il movimento è regolato da un unico motore per *tracker*. Questo motore lavora estendendosi ed accorciandosi lungo una direttrice sub-verticale la cui inclinazione cambia di alcuni gradi durante la giornata massimizzando la produzione di energia.

Il movimento del motore si trasforma per i pannelli in rotazione intorno ad un'asse orizzontale.

Tutti gli elementi sono solitamente realizzati in acciaio al carbonio galvanizzato a caldo e sono:

- I pali di sostegno infissi nel terreno
- Travi orizzontali
- Giunti di rotazione
- Elementi di collegamento tra le travi principali
- Elementi di solidarizzazione
- Elementi di supporto dei moduli
- Elementi di fissaggio.

I pali delle strutture sono installati per semplice infissione senza preventiva perforazione e asportazione del terreno, mediante battitura. In questo modo si evita la realizzazione di fondazioni e una più semplice rimozione in fase di dismissione dell'impianto.



Figura 2 -infissione dei piedi della struttura monoassiale tramite macchina battipalo

L'interasse minimo tra le fila di trackers è stato posto pari a **9,5 m** per massimizzare la potenza dell'impianto. I **9,5 metri** assicurano inoltre gli spazi necessari di manovra anche in fase di manutenzione.



Sezione Est Ovest Tracker 2x14 e 2x28

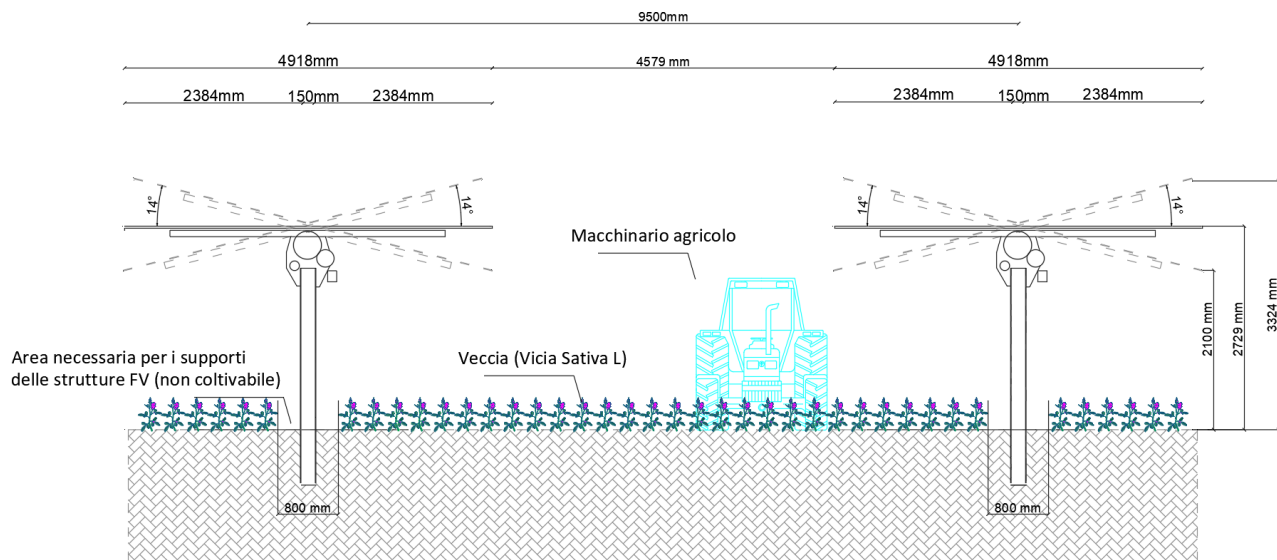


Figura 3 – Vista Est Ovest di due inseguitori solari prossimi tra loro

Le strutture monoassiali scelte per l'impianto in progetto sono di due tipi e sono state dimensionate per agevolare l'installazione da parte degli operatori durante la fase di collegamenti elettrici tra i moduli e rispettare contemporaneamente i parametri elettrici dei moduli. Tali strutture consentono di posizionare fino a due moduli lungo l'asse di rotazione ed un numero di moduli variabile (da determinare in base al modulo scelto) lungo l'asse "fisso" della struttura.

Il posizionamento dei moduli **bifacciali** sulla struttura prevede inoltre un interspazio intercorrente tra i moduli pari a **15 cm** lungo l'asse di rotazione e di **1,8 cm** lungo l'asse fisso.

In particolare si sono scelte delle strutture composte da:

- 2 moduli posizionati sull'asse di rotazione e 14 lungo l'asse "fisso" per un totale di 28 moduli
- 2 moduli posizionati sull'asse di rotazione e 28 lungo l'asse "fisso" per un totale di 56 moduli

Di tali strutture che verranno identificate per semplicità come **TR2x14** e **TR2x28** vengono riportate le **caratteristiche tecniche**:



<i>Struttura</i>	<i>N° moduli</i>	<i>Angolo di rotazione max</i>	<i>Dimensione a tilt 0° (in pianta)</i>	<i>Dimensione a tilt 14° (in pianta)</i>	<i>Altezza fuoriterza Minima a tilt ±14°</i>	<i>Altezza a tilt 0°</i>	<i>Altezza fuoriterza Massima a tilt ±14°</i>
TR2X14	28	±14°	19,288 x 4,918	19,288 x 4,771	2,10	2,73	3,32
TR2X28	56	±14°	37,782 x 4,918	37,782 x 4,771	2,10	2,73	3,32

Si rimanda agli elaborati **EG36_Sezioni e piante tipo inseguitori solari monoassiali** e **EG34_Prospekti tipo inseguitori solari monoassiali** per i disegni di dettaglio delle strutture.

La seguente tabella riporta la distribuzione delle strutture suddivisa per tipologia di lunghezza e relativa ai diversi campi costituenti il parco in progetto:

<i>Campo</i>	<i>Tipo Struttura monoassiale</i>	<i>N° Tracker</i>
FV.1	TR2X14	35
	TR2X28	65
FV.2	TR2X14	17
	TR2X28	110
FV.3	TR2X14	55
	TR2X28	158
FV.4	TR2X14	30
	TR2X28	119
FV.5	TR2X14	45
	TR2X28	177
FV.6	TR2X14	9
	TR2X28	87
FV.7	TR2X14	12
	TR2X28	80
FV.8	TR2X14	31
	TR2X28	89
FV.9	TR2X14	5
	TR2X28	93
FV.10	TR2X14	29
	TR2X28	147
FV.11	TR2X14	18
	TR2X28	68
FV.12	TR2x14	19
	TR2X28	82
FV.13	TR2x14	12
	TR2X28	88

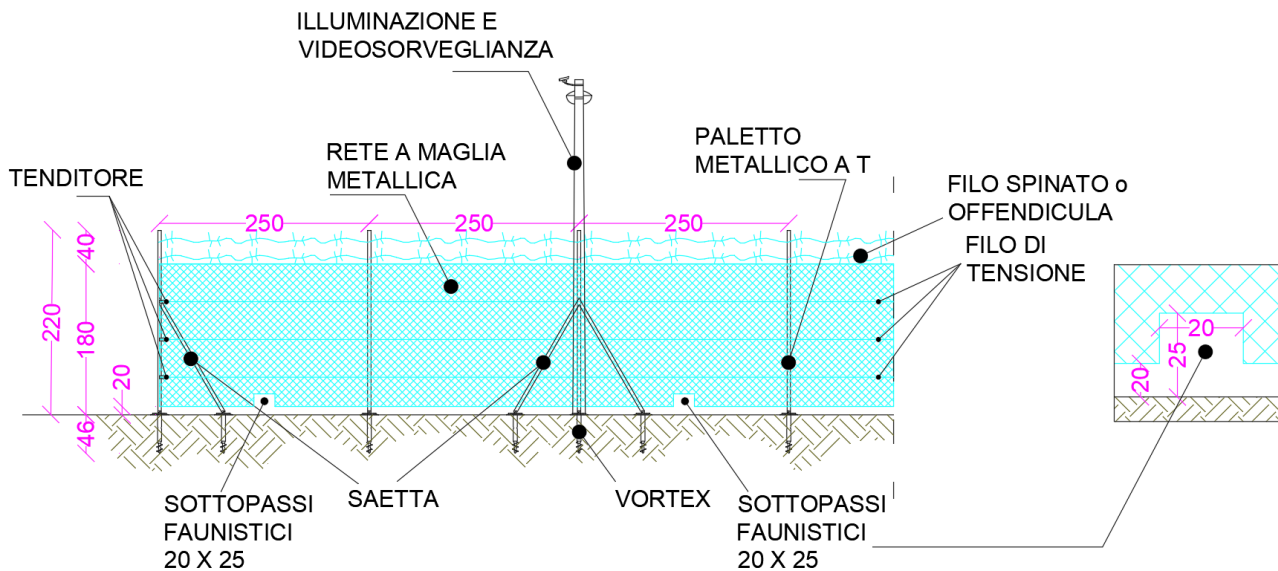


TOTALE IMPIANTO

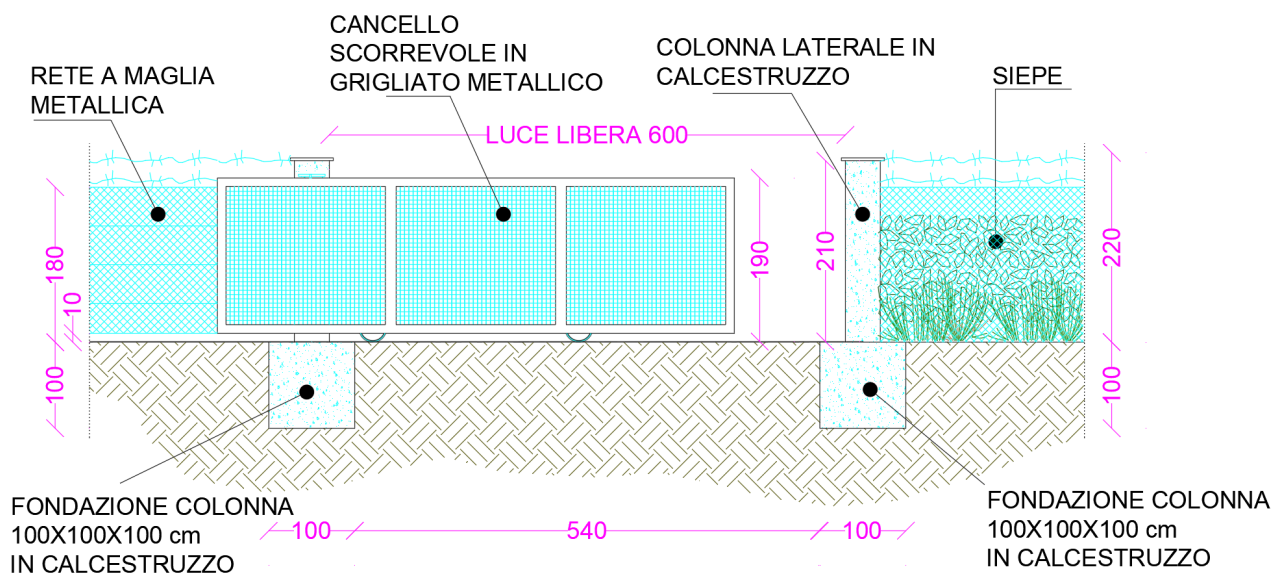
1726

2.3 Perimetrazione esterna

La perimetrazione verso l'esterno antintrusione sarà realizzata con rete in maglie metalliche ancorata al terreno e idonei sottopassi faunistici per non ostacolare il transito della fauna locale.



I cancelli carrabili, anch'essi in materiale metallico, saranno realizzati con idonee guide di scorrimento e saranno posati in opera idoneamente ancorati a pilastri di calcestruzzo armato.



Il campo sarà dotato di impianto di illuminazione con palo metallico dotato di testapalo ed idonea lampada atta a garantire un'uniforma illuminazione. Dal predimensionamento effettuato saranno disposti i punti luce lungo la recinzione perimetrale ad intervallo di 15 metri ed altezza palo 4 metri.

Il campo sarà inoltre dotato di impianto antintrusione combinato perimetrale con sistema tipo ad infrarossi o barriera a microonda ed antifurto per singolo modulo.

2.4 Inverter, trasformatori, quadri

L'inverter scelto è rappresentato dall'inverter centralizzato **INGECON SUN 3825TL**. Gli inverter centralizzati sono progettati per impianti fotovoltaici di grandi dimensioni dove molte stringhe fotovoltaiche sono collegate a diversi ingressi del medesimo inverter centralizzato di grande potenza, che fornisce una corrente ad onda sinusoidale pura. In questo caso un unico grande inverter viene quindi collegato alle stringhe dell'impianto in parallelo. Di seguito si riporta la scheda tecnica dell'inverter scelto:



INGECON

SUN

3Power C Series
1,500 V_{dc}

**TRANSFORMERLESS
PV INVERTER
WITH AN EXTRA
THERMAL STABILITY
AND A GREATER
POWER DENSITY**

Up to 3.8 MVA at 1,500 V

Greater power density

This solar PV inverter achieves a market-leading power density of 492 kVA/m³, as it provides up to 3,825 kVA kVA in just one power stack.

Latest generation electronics

The INGECON® SUN 3Power C Series PV inverter features an innovative control unit that performs a more efficient and sophisticated inverter control, as it uses a last-generation digital signal processor.

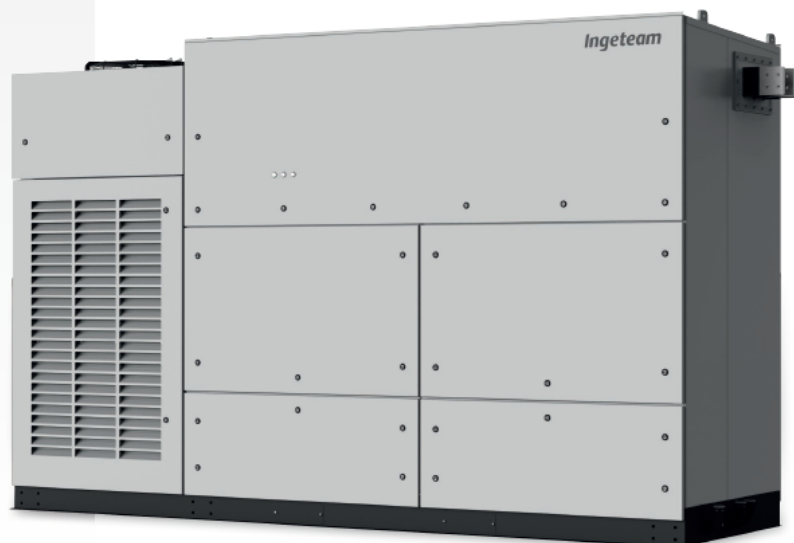
Liquid Cooling System (LCS)

Ingeteam has already supplied +52 GW of liquid-cooled wind power converters worldwide. It offers a greater thermal stability and a more optimized component usage. The LCS has been designed to refrigerate the IGBTs, the power phases and the IP65 compartment. It features less moving components, so it consumes a lower amount of power and it requires less maintenance works.

The LCS is a closed circuit supplied totally filled and purged, equipped with fast connectors with an anti-dripping system, so it offers zero risk of particle entrance. It has been designed to avoid siphons in order to easily purge it if necessary. The coolant used is a biodegradable glycol water mixture. There is no need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

IP65 protection

A secondary liquid cooling system is used to refrigerate the air inside the IP65-protected compartment. A water-air heat exchanger is used for that. This compartment contains the power and control electronics, the DC fuses, the DC and AC protections, the busbars and the power phases.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam



INGECON SUN

3Power C Series 1,500 Vdc

Monitoring and communication

Dual Ethernet to communicate with the SCADA and the PPC (power plant controller). Moreover, it features Wi-Fi communication as access point to connect with the inverter during commissioning and O&M works. Ingeteam's advanced PV plant monitoring system INGECON® SUN Monitor is also available at no extra cost. The Smartphone application of the INGECON® SUN Monitor -available on the App Store and on the Play Store- makes it easier and more comfortable to monitor the PV plant.

Standard 5 year warranty, extendable for up to 25 years.

Advanced grid support



Low Voltage Ride Through



Fast Frequency Regulation



Reactive Power at Night



Voltage Droop Control



Active Power Reserve Without Batteries



Grid Following & Grid Forming



Black Start Capability



Automatic Voltage Regulation

PROTECTIONS

- DC Reverse polarity.
- Short-circuits and overloads at the output.
- Anti-islanding with automatic disconnection.
- Insulation failure DC.
- Up to 24 pairs of fuse-holders.
- Lightning induced DC and AC surge arresters, type II.
- Motorized DC switch to automatically disconnect the inverter from the PV array.
- Motorized AC circuit breaker.
- Hardware protection via firmware.
- Additional protection for the power stack, liquid cooled, IP65 rated and air cooled by a closed loop.

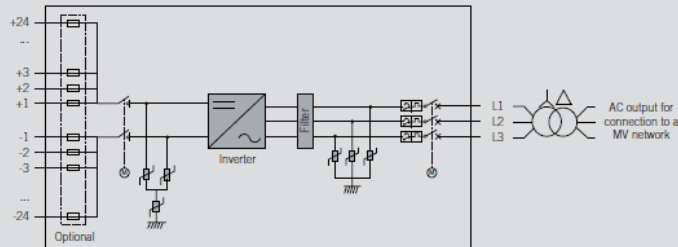
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services feeder.
- Grounding kit.
- Heating kit, for operating at an ambient temperature of down to -30 °C.
- DC surge arresters type I+II.
- AC surge arresters type I+II.
- DC fuses.
- Monitoring of the currents at the DC input.
- PID prevention kit (PID: Potential Induced Degradation).

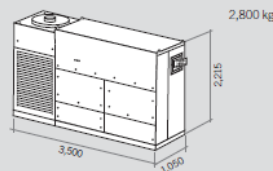
LIQUID COOLING SYSTEM

- LCS to refrigerate the IGBTs.
- More optimized component usage: greater thermal stability.
- Less moving components: lower power consumption and less maintenance works.
- No risk of particle entrance.
- Anti-corrosion protection with stainless steel components.
- LCS is used in many industries. Thus, it is very reliable, as its components are subject to many validation tests.
- Fast connectors with anti-dripping system
- Biodegradable glycol water mixture.
- No need of emptying the LCS in order to replace the phases, nor the sensors.

INGECON® SUN 3825TL



Size and weight (mm and kg)



Ingeteam



Specifiche tecniche:

INGECON SUN		3Power C Series 1,500 Vdc						
		INGECON® SUN 3825TL						
		C600	C615	C630	C645	C660	C675	C690
Input (DC)								
Recommended PV array power range ⁽¹⁾		3,144 - 4,188 kWp	3,222 - 4,293 kWp	3,301 - 4,398 kWp	3,379 - 4,502 kWp	3,458 - 4,607 kWp	3,537 - 4,712 kWp	3,615 - 4,816 kWp
Voltage Range MPP ⁽²⁾		853 - 1,300 V	874 - 1,300 V	895 - 1,300 V	916 - 1,300 V	937 - 1,300 V	958 - 1,300 V	979 - 1,300 V
Maximum voltage ⁽³⁾		1,500 V						
Maximum current		3,965 A						
N° inputs with fuse-holders		Up to 24						
Fuse dimensions		Up to 630 A / 1,500 V / gPV / 100 kA (L/R 5mS) (optional)						
Type of connection		Connection to copper bars						
Power blocks		1						
MPPT		1						
Input protections								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
DC switch		Motorized DC load break disconnect						
Other protections		Up to 24 pairs of DC fuses (optional) / Reverse polarity / Insulation failure monitoring / Anti-islanding protection						
Output (AC)								
Power @35 °C / @50 °C		3,326 kVA / 2,858 kVA	3,409 kVA / 2,929 kVA	3,492 kVA / 3,001 kVA	3,575 kVA / 3,072 kVA	3,658 kVA / 3,144 kVA	3,741 kVA / 3,215 kVA	3,824 kVA / 3,287 kVA
Current @35 °C / @50 °C		3,200 A / 2,750 A						
Rated voltage ⁽⁴⁾		600 V IT System	615 V IT System	630 V IT System	645 V IT System	660 V IT System	675 V IT System	690 V IT System
Frequency		50 / 60 Hz						
Power Factor ⁽⁵⁾		1						
Power Factor adjustable		Yes, 0 - 1 (loading / lagging)						
THD (Total Harmonic Distortion) ⁽⁶⁾		<3%						
Output protections								
Overvoltage protections		Type II surge arresters (type I+II optional)						
AC breaker		Motorized AC circuit breaker						
Anti-islanding protection		Yes, with automatic disconnection						
Other protections		AC short-circuits and overloads						
Features								
Operating efficiency		98.9%						
CEC		98.5%						
Max. consumption aux. services		7,600 W						
Stand-by or night consumption ⁽⁷⁾		185 W						
Average power consumption per day		2,500 W						
General Information								
Ambient temperature		-20 °C to +60 °C						
Relative humidity (non-condensing)		0-100% (Outdoor)						
Protection class		IP65 ⁽⁸⁾						
Corrosion protection		External corrosion protection						
Maximum altitude		4,500 m (for installations beyond 1,000 m, please contact Ingeteam's solar sales department)						
Cooling system		Liquid cooling system and forced air cooling system with temperature control (400V 3 phase + neutral power supply, 50/60 Hz)						
Air flow range		0 - 18,000 m³/h						
Average air flow		12,000 m³/h						
Acoustic emission (100% / 50% load)		57 dB(A) at 10m / 49.7 dB(A) at 10m						
Marking		CE						
EMC and security standards		IEC 62920, IEC 61000-6-1, IEC 61000-6-2, IEC 61000-6-4, IEC 61000-3-11, IEC 61000-3-12, IEC 62109-1, IEC 62109-2, EN 50178, FCC Part 15, AS3100						
Grid connection standards		IEC 62116, EN 50530, IEC 61683, EU 631/2016 (EN 50549-2, P.O.12.2, CEI 0-16, VDE AR N 4120 ...), G99, South African Grid code, Mexican Grid Code, Chilean Grid Code, Ecuadorian Grid Code, Peruvian Grid code, Thailand PEA requirements, IEC61727, UNE 206007-1, ABNT NBR 16149, ABNT NBR 16150, IEEE 1547, IEEE1547.1, DEWA (Dubai) Grid code, Abu Dhabi Grid Code, Jordan Grid Code, Egyptian Grid Code, Saudi Arabia Grid Code, RETIE Colombia, Australian Grid Code						

Notes: ⁽¹⁾ Depending on the type of installation and geographical location. Data for STC conditions ⁽²⁾ V_{mpp,min} is for rated conditions (V_{ac}=1 p.u. and Power Factor=1) and floating systems ⁽³⁾ Consider the voltage increase of the "Voc" at low temperatures ⁽⁴⁾ Other AC voltages and powers available upon request ⁽⁵⁾ For P_{out}>25% of the rated power ⁽⁶⁾ For P_{out}>25% of the rated power and voltage in accordance with IEC 61000-3-4 ⁽⁷⁾ Consumption from PV field when there is PV power available ⁽⁸⁾ Except for the LC filter and the air-water heat exchanger, that are IP54.

Ingeteam



Ogni inverter centralizzato viene successivamente collegato ad un **TRAFO** di potenza variabile a seconda del numero di inverter collegati. Questa operazione è necessaria affinché la tensione venga elevata da BT ad MT.

Il trasformatore scelto è l'**INGECON SUN PowerStation FSK C Series**. Tale Power station contiene al suo interno tutti i componenti necessari per il funzionamento di un impianto di generazione elettrica da fonte fotovoltaica di grande scala. Per l'impianto in progetto sono previste **13 cabine di campo**, comprensive di trasformatori ed inverter per un totale complessivo di **13 trasformatori e 17 inverter centralizzati**. Le dimensioni geometriche delle PowerStation scelte sono riportate nell'elaborato **EG32_Cabine di campo**. Di seguito riporta la scheda tecnica di tali Power Station:



INGECON

SUN

PowerStation FSK C Series
1,500 Vdc

**MEDIUM VOLTAGE
POWER STATION
CUSTOMIZED UP
TO 7.65 MVA,
WITH ALL THE
COMPONENTS
SUPPLIED ON TOP
OF THE SAME
SKID PLATFORM**

From 2500 up to 7650 kVA

This medium-voltage solution integrates all the necessary elements to develop a large-scale solar PV plant.

Maximize your investment with a minimal effort

Ingeteam's FSK power station is a compact, customizable and flexible solution that can be configured to suit each customer's requirements. It is supplied together with up to two photovoltaic inverters. All the equipment is suitable for outdoor installation, so there is no need of any kind of housing.

Higher adaptability and power density

This power station is now more versatile, as it presents the MV transformer integrated into a steel platform together with the LV and MV components, including the PV inverters. Moreover, it features one of the market's greatest power densities.

Plug & Play technology

This MV solution integrates power conversion equipment (up to 7.65 MVA), liquid-filled hermetically sealed transformer 36 kV class and

provision for low voltage equipment. The MV Skid is delivered pre-assembled for a fast on-site connection with up to two PV inverters from Ingeteam's INGECON® SUN 3Power C Series inverter family.

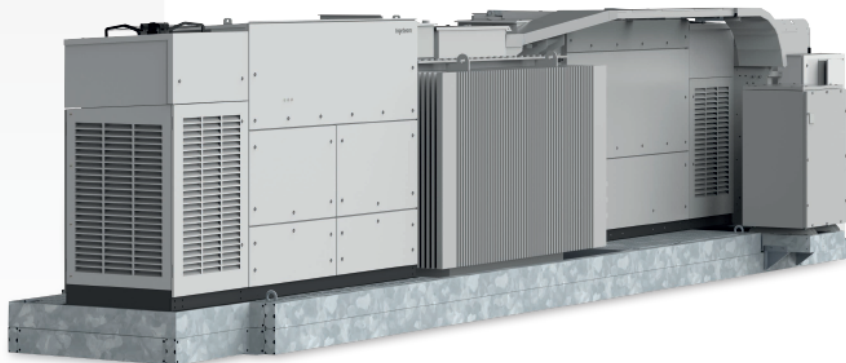
Complete accessibility

Thanks to the lack of housing, the inverters, the switchgear and the transformer can have immediate access. Furthermore, the design of the 3Power C Series central inverters has been conceived to facilitate maintenance and repair works.

Maximum protection

Ingeteam's 3Power C Series central inverters feature an IP65 protection class for their power stacks thanks to a combined water and air cooling system that optimises the operating temperature of the power electronics.

Apart from that, they feature the main electrical protections and they deploy grid support functionalities, such as low voltage ride-through capability, reactive power deliverance and active power injection control.



www.ingeteam.com
solar.energy@ingeteam.com

Ingeteam



INGECON SUN PowerStation FSK C Series 1,500 Vdc

CONSTRUCTION

- Steel base frame.
- Suitable for slab or piers mounting.
- Compact design, minimising freight costs.
- Minimum installation at project site.

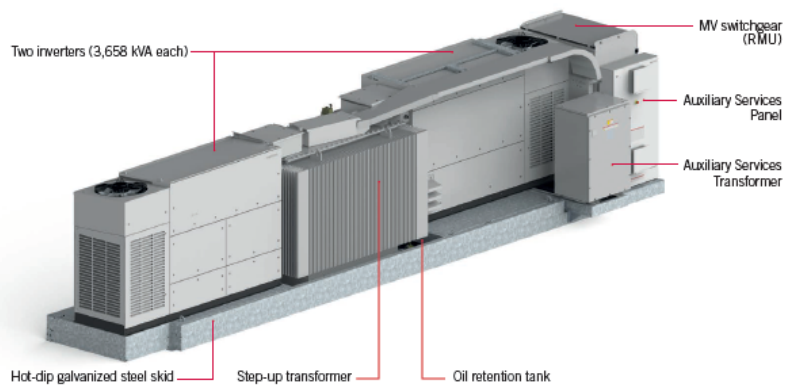
OPTIONAL ACCESSORIES

- Auxiliary services transformer (up to 60 kVA, Dyn11).
- MV Surge arresters.
- Self-power auxiliary services panel.
- High-speed Ethernet / fibre optic communication switch.
- INGECON® SUN StringBox with 16 / 24 / 32 input channels. Intelligent or passive string combiner box.
- Energy meter for energy production.
- Reactive power regulation when there is no PV power available.
- Ground connection of the PV array.

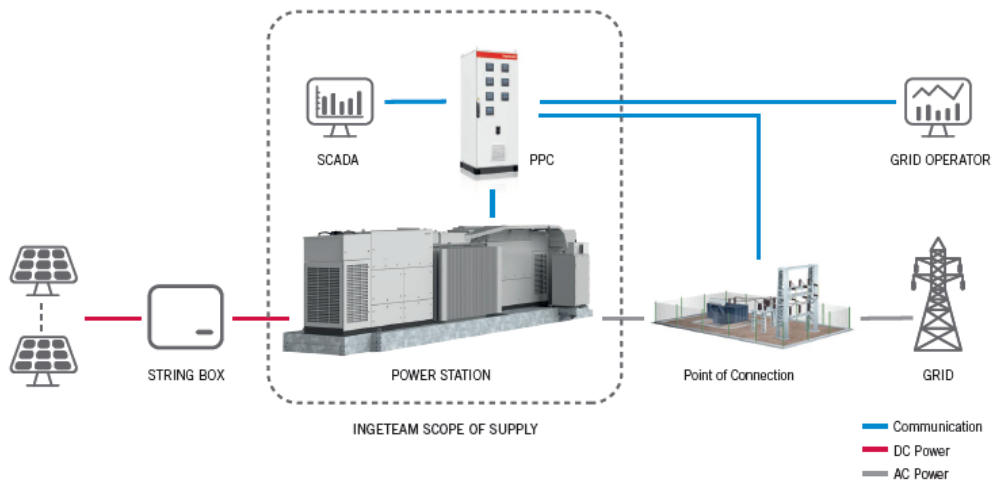
STANDARD EQUIPMENT

- Up to two inverters with an output power of 7.65 MVA.
- Liquid-filled hermetically-sealed transformer.
- 2L1A MV switchgear.
- Oil-retention tank.
- Metal frame for installation of LV equipment.

COMPONENTS



PLANT CONFIGURATION



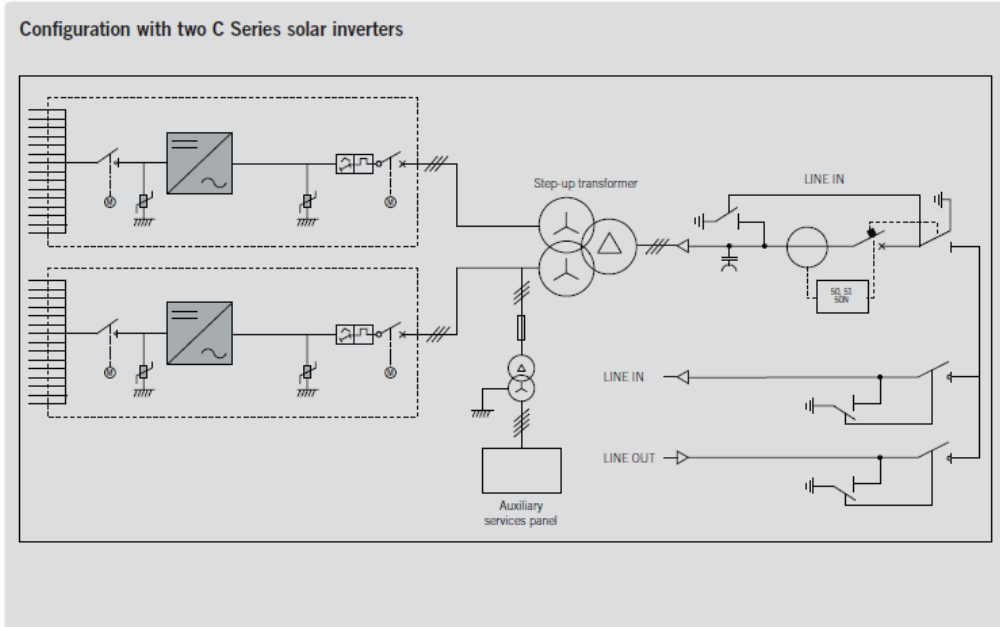
Ingeteam



INGECON SUN PowerStation FSK C Series 1,500 Vdc

	3825 FSK C Series	7650 FSK C Series
General information		
Number of inverters	1	2
Max. power. @35 °C / 95 °F ⁽¹⁾	3,658 kVA	7,316 kVA
Operating temperature range	from -5 °C to +50 °C	
Relative humidity (non condensing)	0 - 100%	
Maximum altitude	4,500 masl (power derating starting at 1,000 masl)	
Step-up Transformer		
Medium voltage	36 kV class, 50 / 60 Hz	
Cooling system	ONAN (KNAN optionally)	
Minimum PEI (Peak Efficiency Index) ⁽²⁾	99.50%	
Installation	Readiness for outdoor installation	
MV Switchgear (RMU)		
Medium voltage	24 kV / 36 kV	
Rated current	630 A	
Cooling system	Natural air ventilation	
Protection degree	IP54	
Equipment		
Auxiliary services panel	IP54 self-powered LV panel	
Step-up transformer	Oil-immersed hermetically sealed transformer	
MV Switchgear	211A RMU as standard (011A1L, 111A & 0L1A optional)	
Mechanical information		
Structure type	Hot dip galvanized steel skid	
Dimensions Full Skid (W x D x H)	9,500 x 2,600 x 2,620 mm	11,390 x 2,600 x 2,620 mm
Full Skid	16 T	25 T
Standards	IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076	

Notes: ⁽¹⁾ Maximum power calculated with the inverter model INGECON® SUN 3825TL C690. For other inverter models, please contact Ingeteam's Solar sales department ⁽²⁾ For European installations, ECO design according to the EU 548/2014 and EU 2019/1783 standards.



Ingeteam



Per quanto riguarda l'eventuale rottura del trasformatore è già prevista in maniera prefabbricata con lo stesso la vasca di raccolta olii, per evitarne la dispersione nel suolo.

2.5 Opere elettriche

Gli impianti elettrici sono costituiti da:

- *Impianto fotovoltaico*: costituito da n°13 gruppi di conversione (Power Station) che convertono l'energia prodotta dai moduli fotovoltaici da continua (DC) in alternata (AC);
- *le linee interrate in MT a 30 kV*: convogliano la produzione elettrica dalle Power Station alla Stazione di Trasformazione 30/132 kV;
- *la stazione di trasformazione 30/132 kV (SET)*: trasforma l'energia al livello di tensione della rete AT. In questa stazione vengono posizionati gli apparati di protezione e misura dell'energia prodotta;
- *stallo e-distribuzione a 132 kV (IR - impianto di rete per la connessione)*: è il nuovo stallo di consegna a 132 kV che verrà realizzato sulla sezione a 132 kV della Cabina Primaria "Finale Emilia" di proprietà di e-distribuzione;
- *n° 1 collegamento in cavo a 132 kV*: tratto di cavo interrato a 132 kV necessario per il collegamento in antenna della SET al IR.

La rete di media tensione a 30 kV sarà composta da n° 3 circuiti con posa completamente interrata. Il tracciato planimetrico della rete è mostrato nelle tavole allegate.

Nelle tavole allegate vengono anche riportati lo schema unifilare dove con indicazione della lunghezza e della sezione corrispondente di ciascuna terna di cavo e viene descritta la modalità e le caratteristiche di posa interrata.

La rete a 30 kV sarà realizzata per mezzo di cavi unipolari del tipo ARE4H1R (o equivalente) con conduttore in alluminio. Le caratteristiche elettriche di portata e resistenza dei cavi in alluminio sono riportate nella seguente tabella (portata valutata per posa interrata a 1,2 m di profondità, temperatura del terreno di 20° C e resistività termica del terreno di 1 K m /W):



Sezione [mm ²]	Portata [A]	Resistenza [Ohm/km]
150	322	0,262
500	620	0,084
630	704	0,061

Caratteristiche elettriche cavo MT

I cavi verranno posati con una protezione meccanica (lastra o tegolo) ed un nastro segnalatore. Su terreni pubblici e su strade pubbliche la profondità di posa dovrà essere comunque non inferiore a 1,2 m previa autorizzazione della Provincia. I cavi verranno posati in una trincea scavata a sezione obbligata. Mantenendo valide le ipotesi di temperatura e resistività del terreno, i valori di portata indicati nel precedente paragrafo vanno moltiplicati per dei coefficienti di correzione che tengono conto della profondità di posa di progetto, del numero di cavi presenti in ciascuna trincea e della ciclicità di utilizzo dei cavi.

Dove necessario si dovrà provvedere alla posa indiretta dei cavi in tubi, condotti o cavedi. Per i condotti e i cunicoli, essendo manufatti edili resistenti non è richiesta una profondità minima di posa né una protezione meccanica supplementare. Lo stesso dicasi per i tubi 450 o 750, mentre i tubi 250 devono essere posati almeno a 0,6 m con una protezione meccanica.

In questi casi si applicheranno i seguenti coefficienti:

- lunghezza < 15m: nessun coefficiente riduttivo,
- lunghezza > 15 m: 0,8 m,
- Si installerà una terna per tubo che dovrà avere un diametro doppio di quello apparente della terna di cavi.

Nella stessa trincea verranno posati i cavi di energia, la fibra ottica necessaria per la comunicazione e la corda di terra.

La Stazione di Trasformazione (SET) è necessaria ad elevare la tensione da 30 kV a 132 kV al fine di poter essere immessa nella rete di e-distribuzione. La SET è costituita da una sezione a 132 kV e una sezione a 30 kV avente n°3 montanti di collegamento alle Power Station.



Per ulteriori approfondimenti si rimanda all'elaborato "REL09_Relazione tecnico descrittiva opere elettriche.rev.00.pdf".

Le opere architettoniche necessarie al funzionamento dell'impianto, come meglio rappresentate nelle tavole grafiche allegate al presente progetto definitivo, sono le seguenti:

- *Sistema di inseguimento solare monoassiale tipo tracker;*
- *Sistema di conversione e trasformazione integrato di campo (inverter e trasformatore);*
- *Stazione Utente;*
- *Edificio SET.*

Le opere architettoniche previste all'interno della sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT sono di seguito descritte:

1. Piattaforma

I lavori riguarderanno l'intera area della sottostazione e consisteranno nell'eliminazione del mantello vegetale, scavo, riempimento e compattamento fino ad arrivare alla quota di appianamento prevista.

2. Fondazioni

Si realizzeranno le fondazioni necessarie alla stabilità delle apparecchiature esterne a 132 kV e 30 kV.

3. Basamento e vasca di raccolta olio del trasformatore MT/AT

Per l'installazione dei trasformatori di potenza si costruirà un idoneo basamento, formato da fondazioni di appoggio, una vasca intorno alle fondazioni per la raccolta di olio che, durante un'eventuale fuoriuscita, raccoglierà l'olio isolandolo. Detta vasca dovrà essere impermeabile all'olio ed all'acqua, così come prescritto dalla CEI 99-2.

4. Drenaggio di acqua pluviale

Il drenaggio di acqua pluviale sarà realizzato tramite una rete di raccolta formata da tubature drenanti che canalizzeranno l'acqua attraverso un collettore verso l'esterno, orientandosi verso le cunette vicine alla sottostazione.

5. Canalizzazioni elettriche

Si costruiranno le canalizzazioni elettriche necessarie alla posa dei cavi di potenza e controllo. Queste canalizzazioni saranno formate da solchi, archetti o tubi, per i quali passeranno i cavi di controllo necessari al corretto controllo e funzionamento dei distinti elementi dell'impianto.



6. Accesso e viali interni

È stato progettato l'accesso alla SET da una strada che passa vicino alla stessa. Si costruiranno i viali interni (4 m di larghezza) necessari a permettere l'accesso dei mezzi di trasporto e manutenzione richiesti per il montaggio e la manutenzione degli apparati della sottostazione.

7. Recinzione

La recinzione dell'area della SET sarà realizzata da un cordolo di fondazione in calcestruzzo armato gettato in opera sul quale verranno inseriti dei pilastri prefabbricati in calcestruzzo armato, così come descritto nell'elaborato grafico di dettaglio allegato alla presente relazione tecnica. La recinzione sarà alta 2,3 m dal suolo, rispettando il regolamento che ne stabilisce un'altezza minima di 2 m (CEI 99-2).

8. Edificio di Controllo SET

L'edificio di controllo SET sarà composto dai seguenti vani:

- Locale celle MT,
- Locale BT e trafo MT/BT,
- Locale Gruppo Elettrogeno,
- Locale comando e controllo,
- Locale servizi igienici dotato di vasca di raccolta Imhof.

Ulteriori accorgimenti tecnici riguardanti alle opere elettriche vengono riportati nella relazione **REL09_Relazione tecnico descrittiva opere elettriche_rev.00**.

2.6 Stazione Meteorologica

All'interno dei campi è inoltre prevista l'impiego di n. 3 stazioni meteorologiche assemblate e configurate specificatamente per il monitoraggio dell'efficienza energetica degli impianti fotovoltaici aventi i requisiti previsti dalle normative di settore (IEC9060, WMO, CEI 82-5 e IEC60904) e dotate di sistemi operativi e web-server integrati.

L'installazione tipica comprende i seguenti sensori:

- *Sensore di Temperatura e Umidità Relativa dell'Aria a norma del WTO, con schermo solare a ventilazione naturale in alluminio anodizzato.*



- *Sensore per la misura della temperatura di pannelli fotovoltaici o superfici piane a contatto adesivo. Costituito da termistore con involucro di alluminio e cavo teflonato lungo 10 metri.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, 1 Classe.*
- *Sensore Radiazione Solare Globale a termopila a norma WMO, 1 Classe con schermo a banda equatoriale manuale per la misura della sola componente diffusa della radiazione.*
- *Sensore Velocità Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Sensore Direzione Vento a norma WMO in alluminio anodizzato.*
- *Datalogger multicanale con sistema operativo e web-server integrato.*
- *Modulo con scheda di protezione segnali e interfaccia dotato di doppio livello di protezione segnali da sovratensioni e scariche indirette tramite scaricatori a gas e diodi speciali.*
- *Alimentazione di base 220V. Opzionalmente tramite pannello fotovoltaico*
- *Trasmissione dati di base di tipo LAN. Opzionalmente wireless, GPRS, Satellitare.*
- *Palo 5 metri autoportante in alluminio anodizzato anticorrosione composto da elementi (2m+3m), completo di supporti per 6 sensori, base di sostegno(20x20cm) e kit viterie in acciaio inox. Pesa 17kg.*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 5 metri*
- *Cavi sensore-datalogger con terminazione a connettore PS2 o Puntalini lato datalogger e connettore 7 poli IP68 lato sensore, lunghi 10 metri*

Grazie ai dati forniti dai piranometri e le misure dei parametri ambientali e prestazionali (temperatura, umidità, vento, temperatura superficiale pannello ed opzionalmente corrente e tensione), è possibile ottenere un costante monitoraggio dell'impianto fotovoltaico correggendo i dati in funzione della posizione del pannello solare, attraverso uno speciale algoritmo implementato nel datalogger.



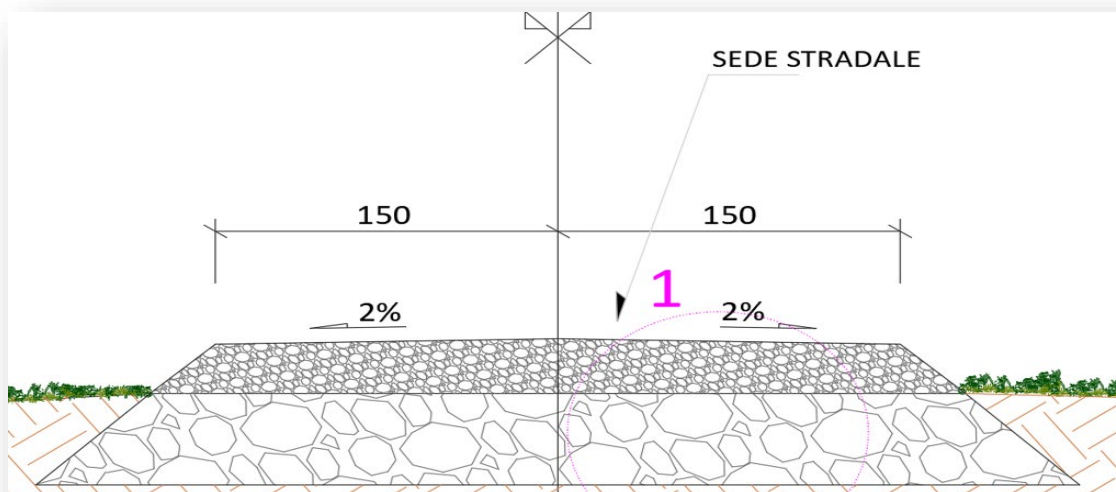


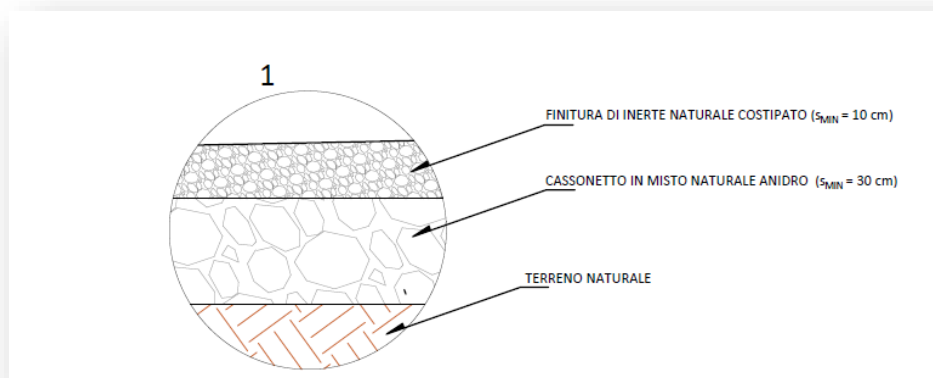
2.8 Viabilità interna

La viabilità interna al parco fotovoltaico è progettata per garantire il transito di automezzi sia in fase di costruzione che di esercizio dell'impianto.

Le nuove strade, realizzate in misto granulometrico stabilizzato al fine di escludere impermeabilizzazione delle aree e quindi garantire la permeabilità della sede stradale, avranno le larghezze della carreggiata carrabile minima di 3,00 m con livelletta che segue il naturale andamento del terreno senza quindi generare scarpate di scavo o rilevato.

Il pacchetto stradale dei nuovi tratti di viabilità sarà composto da uno strato di idoneo spaccato granulometrico proveniente da rocce o ghiaia, posato con idoneo spessore, mediamente pari a 30 cm, realizzato mediante spaccato 0/50 idoneamente compattato, previa preparazione del sottofondo mediante rullatura e compattazione dello strato di coltre naturale.





2.9 Tempi, modalità e costi di realizzazione e dismissione

In merito ai tempi, alle modalità ed ai costi di realizzazione e dismissione dell'impianto si rimanda agli specifici elaborati allegati al presente progetto di fattibilità tecnico-economica. La seguente tabella riporta un quadro riassuntivo:

<i>Tempi stimati per progettazione esecutiva, la realizzazione e la messa in esercizio dell'impianto (come da cronoprogramma)</i>	17 mesi
<i>Costo stimato di realizzazione dell'impianto (come da quadro computo metrico)</i>	€ 29.577.846,99
<i>Tempi stimati per la dismissione dell'impianto (come da cronoprogramma piano di dismissione)</i>	9 mesi
<i>Costo stimato di dismissione dell'impianto (come da computo metrico opere di dismissione)</i>	€1.467.507,13

3. Dimensionamento dell'impianto

3.1 Sito di installazione

Le aree occupate dall'impianto agrivoltaico saranno dislocate all'interno delle particelle di terreno site in agro del territorio comunale di **Finale Emilia (MO)**. L'impianto in progetto sarà composto da due aree principali denominate per semplicità "**Area Nord**" ed "**Area Sud**". Tali aree sviluppano una superficie complessiva di circa **78,3546 Ha** lordi così suddivisa:

- **61,4020 Ha** – area adibita alla produzione di energia elettrica e all'attività agricola;
- **1,671 Ha** – area adibita alla piantumazione delle piante di mitigazione visiva;
- **5,3710 Ha** – area adibita ad uso prettamente agricolo;
- **4,6536 Ha** – area composte da viabilità agricola, zone ripariali, alberatura e casolari.



- **4,0300 Ha** – aree necessarie per il posizionamento supporti delle strutture FV
- **1,0270 Ha** – aree composta da viabilità in misto granulare da realizzare
- **0,2000 Ha** – area occupata dalla sottostazione elettrica

3.2 Potenza totale

La potenza nominale dell'Impianto FV complessivo sarà pari a **60,49484 MWp**, costituiti da n. 13 sottocampi fotovoltaici collegati tra loro tramite cavidotti interrati in **media tensione (MT)**.

3.3 Dati di irraggiamento

L'intensità della radiazione solare può essere misurata direttamente sul terreno (almeno con intervalli di registrazione oraria) mediante sensori specifici, di qualità elevata, calibrati e puliti regolarmente. Per ottenere una popolazione di dati adeguata andrebbero eseguite misurazioni per almeno 10 anni continuativi.

In realtà, il numero di misure di radiazione a terra che soddisfano tutti questi criteri è relativamente basso e le stazioni sono spesso distanti tra loro, per questi motivi è diventato sempre più comune utilizzare i dati satellitari per stimare la radiazione solare in arrivo sulla superficie terrestre.

Principalmente questi metodi utilizzano i dati dei satelliti meteorologici geostazionari. I vantaggi dell'utilizzo di tali dati sono:

- disponibilità dei dati in tutta l'area coperta dalle immagini satellitari;
- disponibilità delle serie storiche di almeno 30 anni.

Lo svantaggio dell'uso dei dati satellitari è che la radiazione solare a livello del suolo deve essere calcolata utilizzando un numero di algoritmi matematici piuttosto complicati che utilizzano non solo dati satellitari ma anche dati sul vapore acqueo atmosferico, aerosol (polvere, particelle) e ozono. Alcune condizioni possono far perdere precisione ai calcoli, ad esempio:

- neve che può essere scambiata per nuvole
- tempeste di polvere che possono essere difficili da rilevare nelle immagini satellitari



I satelliti geostazionari hanno anche la limitazione che non coprono le aree polari. Tuttavia, la precisione dei dati delle radiazioni solari satellitari è ora generalmente molto buona.

Un'altra fonte di stime della radiazione solare è fornita da Climate Reanalysis Data. I dati di rianalisi sono calcolati utilizzando modelli di previsioni meteorologiche numeriche, rieseguendo i modelli per il passato e apportando correzioni utilizzando le misurazioni meteorologiche note. L'output dei modelli è un gran numero di quantità meteorologiche, che spesso includono l'irradiazione solare a livello del suolo. Molti di questi set di dati hanno una copertura globale, comprese le aree polari dove i metodi satellitari non hanno dati. Gli svantaggi di questi insiemi di dati sono che essi hanno per lo più una bassa risoluzione spaziale (un valore ogni 30 km o più) e che l'accuratezza dei valori della radiazione solare in genere non è buona come quella dei dati della radiazione solare satellitare nelle aree coperte da entrambi i tipi di set di dati.

I metodi usati per calcolare la radiazione solare da satellite sono stati descritti in numerosi documenti scientifici (Mueller et al., 2009 , Mueller et al., 2012 , Gracia Amillo et al., 2014). Il primo passo nel calcolo è usare le immagini satellitari per stimare l'influenza delle nuvole sulla radiazione solare. Le nuvole tendono a riflettere la luce solare in arrivo, in modo che meno radiazioni arrivino a terra.

La riflettività delle nuvole viene calcolata osservando lo stesso pixel dell'immagine satellitare alla stessa ora ogni giorno di un mese. Il metodo presume quindi che il pixel più scuro del mese sia quello che corrisponde al cielo sereno (senza nuvole). Per tutti gli altri giorni, la riflettività della nuvola viene quindi calcolata relativamente al giorno di cielo sereno. Questo è fatto per tutte le ore del giorno. In questo modo è possibile calcolare *un'albedo nuvola efficace*.

In una seconda fase il metodo calcola la radiazione solare in condizioni di cielo sereno usando la teoria del trasferimento radiativo nell'atmosfera insieme con i dati su quanti aerosol (polvere, particelle, ecc.) Ci sono nell'atmosfera e concentrazione di vapore acqueo e ozono, entrambi i quali tendono ad assorbire radiazioni a particolari lunghezze d'onda. La radiazione totale viene quindi calcolata dalla nube albedo e dall'irradiazione del cielo chiaro.

Un elemento determinante per la stima è rappresentato dalle ombre portate dalla conformazione del terreno. Infatti, in presenza di colline o montagne ci possono essere momenti in cui la posizione del sole è tale per cui la radiazione sarà ridotta rispetto a quella proveniente dal cielo o dalle nuvole. Questo elemento è esaminato mediante il diagramma dell'orizzonte che rappresenta appunto il percorso solare correlato alla presenza di ostacoli che generano ombreggiamenti.



Stimato il valore di irradiazione globale e del fascio su un piano orizzontale è necessario determinare i valori di irradianza sui moduli fotovoltaici inclinati con un determinato angolo (fisso o a sistemi di tracciamento) rispetto all'orizzontale.

Pertanto, i valori di irradianza rilevati dal satellite non sono rappresentativi della radiazione solare disponibile sulla superficie del modulo e diventa necessario stimare l'irradiazione nel piano.

Esistono diversi modelli nella bibliografia scientifica che utilizzano come dati di input i valori di irraggiamento sul piano orizzontale delle componenti di irradiazione globale e diffusa e / o del fascio, per stimare i valori del fascio e dei componenti diffusi su superfici inclinate. La somma di questi è l'irradiazione globale nel piano su una superficie inclinata.

L'irradiazione del raggio proviene direttamente dal disco solare, quindi il valore su una superficie inclinata può essere facilmente calcolato dal valore sul piano orizzontale semplicemente conoscendo la posizione del sole nel cielo e l'inclinazione e l'orientamento della superficie inclinata. Al contrario, la stima del componente diffuso su superfici inclinate non è così semplice, poiché è stata dispersa dai componenti dell'atmosfera e come risultato può essere descritta come proveniente dall'intera cupola del cielo.



Di seguito si riporta il tabulato di elaborazione restituito dal software PVSYST finalizzato alla stima della producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico in progetto.

In relazione ai dati di input inseriti, delle perdite considerate ed a seguito dell'analisi svolta, si è stimata una producibilità specifica dell'impianto fotovoltaico pari a **1.458 kWh/kWp anno**.

La tabella che segue riporta i risultati parziali ottenuti dall'analisi per ogni sottocampo di simulazione.



Campo FV	Tipo di Struttura	Strutture monoassiali	N°moduli	Pot. In DC	Moduli per Stringa	Tipo inverter	N°inverter	Pot. In AC	Tipo Trafo	DC/AC	Produbici. annua impianto
-	-	n°	n°	(kW)	n°	-	n°	kVA	-	-	MWh/anno
A.1	TR2X14	35	980	3,280.20	165	C6500	1	3,326.00	3825 FSK C Series	0.99	4,782.53
A.1	TR2X28	65	3,640								
A.2	TR2X14	17	476	4,711.56	237	C690	1	3,824.00	3825 FSK C Series	1.23	6,869.45
A.2	TR2X28	110	6,160								
A.3	TR2X14	55	1,540	7,375.48	371	C600	2	6,652.00	7650 FSK C Series	1.11	10,753.45
A.3	TR2X28	158	8,848								
B.1	TR2X14	30	840	5,327.84	268	C600	2	6,652.00	7650 FSK C Series	0.80	7,767.99
B.1	TR2X28	119	6,664								
C.1	TR2X14	45	1,260	7,932.12	399	C690	2	6,574.00	7650 FSK C Series	1.21	11,565.03
C.1	TR2X28	177	9,912								
D.1	TR2X14	9	252	3,638.04	183	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	1.09	5,304.26
D.1	TR2X28	87	4,872								
D.2	TR2X14	12	336	3,419.36	172	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	1.03	4,985.43
D.2	TR2X28	80	4,480								
D.3	TR2X14	31	868	4,154.92	209	C690	1	3,824.00	3825 FSK C Series	1.09	6,057.87
D.3	TR2X28	89	4,984								
D.4	TR2X14	5	140	3,797.08	191	C690	1	3,824.00	3825 FSK C	0.99	5,536.14



D.4	TR2X28	93	5,208						Series		
E.1	TR2X14	29	812	6,421.24	323	C600	2	6,652.00	7650 FSK C Series	0.97	9,362.17
E.1	TR2X28	147	8,232								
F.1	TR2X14	18	504	3,061.52	154	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	0.92	4,463.70
F.1	TR2X28	68	3,808								
F.2	TR2X14	19	532	3,638.04	183	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	1.09	5,304.26
F.2	TR2X28	82	4,592								
F.3	TR2X14	12	336	3,737.44	188	C600	1	3,326.00	3825 FSK C Series	1.12	5,449.19
F.3	TR2X28	88	4,928								
TOTALE IMPIANTO		1,680.00	85,204	60,494.84	3,043		17	57,958.00		1.05	88,201

3.4 Sistema di orientamento

Sistema di orientamento mobile ad inseguimento solare monoassiale di rollio con rotazione intorno all'asse nord-sud.

3.5 Previsione di produzione energetica

Dai dati riportati in figura sottostante, l'energia prodotta risulta pari a circa **88,67 GWh/anno**:

4. Elenco delle autorizzazioni, intese, concessioni, licenze, pareri, nulla osta ed assenti comunque denominati, già acquisiti o da acquisire ai fini della realizzazione e dell'esercizio dell'opera o intervento



Nel prospetto che segue viene riportato l'elenco, comunque non esaustivo, degli Enti competenti per il rilascio dei pareri e nulla osta:

N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
1	Comune di Finale Emilia	Via Monte Grappa, 6 41034 Finale Emilia (RE)	comunefinale@cert.comune.finale.mo.it	Finale Emilia (RE)
2	Rivoluzione verde e transizione ecologica	Viale Aldo Moro, 44 - 40127 Bologna (BO)	redazionenergia@regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
3	Area pianificazione territoriale, urbanistica e tutela del paesaggio	Viale Aldo Moro, 44 - 40127 Bologna (BO)	urbapae@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
4	Area valutazione impatto ambientale e autorizzazioni	Viale della Fiera, 8 40127 Bologna (BO)	vipsa@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
5	Area Tutela e Gestione Acqua	Viale della Fiera, 8 40127 Bologna (BO)	acqua@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
6	Area Rigenerazione Urbana e Politiche per l'Abitare	Viale Aldo Moro n. 30 - 40127 Bologna (BO)	pru@postacert.regione.emilia-romagna.it	Bologna (BO)
7	Settore Agricoltura, caccia e pesca - Ambiti Modena e Reggio Emilia	Via Scaglia Est, 15 - 41126 Modena (MO)	stacp.mo@postacert.regione.emilia-romagna.it	Modena (MO)
8	Provincia di Modena	Viale Martiri della Libertà, 34, 41126 Modena (MO)	info@provincia.modena.it	Modena (MO)
9	Soprintendenza Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per la città metropolitana di Bologna e le province di Modena, Reggio Emilia e Ferrara	Via IV novembre, 5 - 40123 Bologna (BO)	Sabap-bo@pec.cultura.gov.it	Bologna (BO)
10	Ufficio nazionale minerario per gli idrocarburi e le georisorse (UNMIG) Sezione UNMIG dell'Italia Settentrionale	Via Zamboni, 1 - 40125 Bologna (BO)	unmig.bologna@pec.mase.gov.it	Bologna (BO)
11	Comando VV.F.F.	Str. Formigina, 125, 41126 Modena MO	comando.modena@vigilfuoco.it	Modena (MO)
12	Aeronautica Militare - Comando III Regione Aerea Reparto Territorio e Patrimonio - Ufficio Servizi Militari	Lungomare Nazario Sauro, 39 70121, Bari (BA)	aeroscuoleaeroregione3@postacert.difesa.it	Bari (BA)
13	Autorità di Bacino Distrettuale dell'Appennino Settentrionale	Via dei Servi, 15, 50122 Firenze (FI)	adbarno@postacert.toscana.it	Firenze (FI)
14	ENAC	Viale Castro Pretorio, 118 - 00185 - Roma (RM)	comunicazione@enac.gov.it	Roma (RM)
15	ENAV S.p.A.	Via Salaria, 716 00138, Roma (RM)	protocollogenerale@pec.enav.it	Roma (RM)



N	Ente	Indirizzo	PEC	Città
16	SNAM RETE GAS - Distretto Centro Orientale - Centro di Bologna	Via Marco Emilio Lepido, 288, 40132 Bologna (BO)	distrettoceor@pec.snamretegas.it	Bologna (BO)
17	TERNA Spa c/o TERNA RETE ITALIA Spa	Viale Egidio Galbani, 70 00156, Roma (RM)	info@pec.terna.it ternareteitaliaspa@pec.terna.it	Roma (RM)
18	Azienda USL di Modena	Via S. Giovanni del cantone, 23 41121 Modena	auslmo@pec.ausl.mo.it	Modena (MO)
19	Centro Informazioni Geotopografiche Aeronautiche (CIGA)	Aeroporto "M. De Bernardi", via di Pratica di Mare, 45 00040, Pomezia (RM)	aerogeo@postacert.difesa.it	Pomezia (RM)
20	Agenzia delle Dogane di Modena	Via del Passatore, 61 41011 Campogalliano (MO)	dogane.modena@adm.gov.it	Modena (MO)
21	ANAS s.p.a.	Viale Angelo Masini, 8, 40126 Bologna (BO)	servizioclienti@postacert.stradeanas.it	Bologna (BO)
23	ARPAE Emilia Romagna	Via Po, 5 – 40139 Bologna (BO)	dirgen@cert.arpa.emr.it	Bologna (BO)

Tabella 1 – Elenco degli enti comunque coinvolti nel procedimento

5. Criteri di scelta delle soluzioni impiantistiche di protezione contro i fulmini

In riferimento all'individuazione e classificazione del volume da proteggere, in accordo alle norme CEI 81-10 1/2/3/4 e CEI 82-4, il generatore fotovoltaico viene protetto contro gli effetti prodotti da sovratensioni indotte a seguito di scariche atmosferiche utilizzando scaricatori del tipo SPD di classe II sul lato DC da posizionare dentro i quadri di campo.

I progettisti

(dott. ing. Giovanni Guzzo Foliaro)

(dott. ing. Amedeo Costabile)

(dott. ing. Francesco Meringolo)

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Valletta

Variante: Impianto agrivoltaico avanzato valletta 710

Sistema inseguitori

Potenza di sistema: 60.49 MWc

Buco Masi - Italia

Author

New Developments srls (Italy)



Progetto: Valletta

Variante: Impianto agrivoltaico avanzato valletta 710

PVsyst V7.4.7

VC3, Simulato su
21/06/24 12:18
con V7.4.7

New Developments srls (Italy)

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Buco Masi	Latitudine 44.84 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 11.26 °E	
	Altitudine 9 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Buco Masi		
PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori	Ombre vicine
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Ombre lineari : Veloce (tavola)
Orientamento	Ottimizzazione irraggiamento	Ombreggiamento inseguitori centrale
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S		
Asse dell'azimut 0 °		
Informazione sistema	Inverter	
Campo FV	Numero di unità 17 unità	
Nr. di moduli 85204 unità	Pnom totale 58.53 MWac	
Pnom totale 60.49 MWc	Rapporto Pnom 1.033	
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 88231121 kWh/anno	Prod. Specif. 1458 kWh/kWp/anno	Indice rendimento PR 85.37 %
------------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	11
Risultati principali	12
Diagramma perdite	13
Grafici predefiniti	14
Schema unifilare	15



Parametri principali

Sistema connesso in rete		Sistema inseguitori			
Orientamento campo FV		Algoritmo dell'inseguimento		Configurazione inseguitori	
Orientamento		Ottimizzazione irraggiamento		N. di eliostati 1680 unità	
Piano d'inseguimento, asse orizzon. N-S				Dimensioni	
Asse dell'azimut 0 °				Distanza eliostati 9.50 m	
				Larghezza collettori 4.92 m	
				Fattore occupazione (GCR) 51.8 %	
				Phi min / max -/+ 13.0 °	
				Angoli limite ombreggiamento	
				Phi limits for BT -/+ 58.8 °	
Modelli utilizzati		Ombre vicine		Bisogni dell'utente	
Trasposizione Perez		Ombre lineari : Veloce (tavola)		Carico illimitato (rete)	
Diffuso Importato		Ombreggiamento centrale			
Circumsolare separare					
Orizzonte					
Orizzonte libero					

Caratteristiche campo FV

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Trina Solar	Costruttore	Ingeteam
Modello	TSM-710NEG21C.20	Modello	Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary
(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	710 Wp	Potenza nom. unit.	3326 kWac
Numero di moduli FV	61544 unità	Numero di inverter	13 unità
Nominale (STC)	43.70 MWc	Potenza totale	43238 kWac
Campo #1 - A.1		Campo #2 - A.2	
Numero di moduli FV	4620 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3280 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	165 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3034 kWp	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
U mpp	1046 V	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	2899 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
Campo #3 - A.3		Campo #4 - B.1	
Numero di moduli FV	10388 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	7375 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	371 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	6821 kWp	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
U mpp	1046 V	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	6518 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.11
Campo #4 - B.1		Campo #5 - B.2	
Numero di moduli FV	7504 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	5328 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	268 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	4927 kWp	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
U mpp	1046 V	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
I mpp	4708 A	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.80



PVsyst V7.4.7

VC3, Simulato su
21/06/24 12:18
con V7.4.7

New Developments srls (Italy)

Caratteristiche campo FV

Campo #6 - D.1

Numero di moduli FV	5124 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3638 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	183 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	3364 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
I mpp	3215 A		

Campo #7 - D.2

Numero di moduli FV	4816 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3419 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	172 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	3162 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	3022 A		

Campo #9 - D.4

Numero di moduli FV	5348 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3797 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	191 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	3512 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.14
I mpp	3356 A		

Campo #10 - E.1

Numero di moduli FV	9044 unità	Numero di inverter	2 unità
Nominale (STC)	6421 kWp	Potenza totale	6652 kWac
Moduli	323 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	5938 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.97
I mpp	5675 A		

Campo #11 - F.1

Numero di moduli FV	4312 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3062 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	154 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	2831 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.92
I mpp	2706 A		

Campo #12 - F.2

Numero di moduli FV	5124 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3638 kWp	Potenza totale	3326 kWac
Moduli	183 stringa x 28 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	3364 kWp	Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
U mpp	1046 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09
I mpp	3215 A		



Caratteristiche campo FV

Campo #13 - F.3

Numero di moduli FV	5264 unità
Nominale (STC)	3737 kWp
Moduli	188 stringa x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3456 kWp
U mpp	1046 V
I mpp	3303 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3326 kWac
Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	3326 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.12

Modulo FV

Costruttore	Trina Solar
Modello	TSM-710NEG21C.20
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	710 Wp
Numero di moduli FV	23660 unità
Nominale (STC)	16.80 MWc

Inverter

Costruttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	3824 kWac
Numero di inverter	4 unità
Potenza totale	15296 kWac

Campo #2 - A.2

Numero di moduli FV	6636 unità
Nominale (STC)	4712 kWp
Moduli	237 stringa x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	4357 kWp
U mpp	1046 V
I mpp	4164 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3824 kWac
Voltaggio di funzionamento	979-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	3965 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.23

Campo #5 - C.1

Numero di moduli FV	11172 unità
Nominale (STC)	7932 kWp
Moduli	399 stringa x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	7336 kWp
U mpp	1046 V
I mpp	7010 A

Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	7648 kWac
Voltaggio di funzionamento	979-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	3965 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.04

Campo #8 - D.3

Numero di moduli FV	5852 unità
Nominale (STC)	4155 kWp
Moduli	209 stringa x 28 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3842 kWp
U mpp	1046 V
I mpp	3672 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3824 kWac
Voltaggio di funzionamento	979-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	3965 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.09

Potenza PV totale

Nominale (STC)	60495 kWp
Totale	85204 moduli
Superficie modulo	264674 m²
Superficie cella	247995 m²

Potenza totale inverter

Potenza totale	58534 kWac
Potenza max.	59098 kWac
Numero di inverter	17 unità
Rapporto Pnom	1.03



Perdite campo

Perdite per sporco campo

Fraz. perdite 3.0 %

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 29.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.2 %

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	0.999	0.994	0.969	0.928	0.829	0.585	0.000

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.32 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - A.1

Res. globale campo 7.6 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #2 - A.2

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #3 - A.3

Res. globale campo 0.95 mΩ
Fraz. perdite 0.5 % a STC

Campo #4 - B.1

Res. globale campo 6.9 mΩ
Fraz. perdite 2.9 % a STC

Campo #5 - C.1

Res. globale campo 3.1 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #6 - D.1

Res. globale campo 6.6 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #7 - D.2

Res. globale campo 7.3 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #8 - D.3

Res. globale campo 5.8 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #9 - D.4

Res. globale campo 6.2 mΩ
Fraz. perdite 1.8 % a STC

Campo #10 - E.1

Res. globale campo 3.9 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #11 - F.1

Res. globale campo 8.0 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Campo #12 - F.2

Res. globale campo 7.0 mΩ
Fraz. perdite 2.0 % a STC

Campo #13 - F.3

Res. globale campo 6.5 mΩ
Fraz. perdite 1.9 % a STC

Perdite sistema

indisponibilità del sistema

frazione di tempo 2.0 %
7.3 giorni,
3 periodi

Perdite ausiliarie

Ventilatori costanti 118.4 kW
14336.0 kW dalla soglia di potenza

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

Tensione inverter 690 Vac tri
Fraz. perdite 0.04 % a STC

Inverter: Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary

Sezione cavi (10 Inv.) All 10 x 3 x 2500 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Inverter: Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary, Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary

Sezione cavi (4 Inv.) All 4 x 3 x 4000 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Inverter: Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary, Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary

Sezione cavi (3 Inv.) All 3 x 3 x 3000 mm²
Lunghezza media dei cavi 5 m

Linea MV fino alla iniezione

Voltaggio MV 20 kV
Frazione perdita media 1.10 % a STC

Campo #1 - A.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 4659 m

Campo #3 - A.3

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 4659 m

Campo #5 - C.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 209 m

Campo #7 - D.2

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 146 m

Campo #9 - D.4

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 3227 m

Campo #11 - F.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 1218 m

Campo #13 - F.3

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 1400 m

Campo #2 - A.2

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 4659 m

Campo #4 - B.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 4423 m

Campo #6 - D.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 514 m

Campo #8 - D.3

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 529 m

Campo #10 - E.1

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 643 m

Campo #12 - F.2

Conduttori All 3 x 70 mm²
Lunghezza 1400 m

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

Tensione rete 20 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #1 - A.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.23 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.32 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 31.30 kVA

Frazione di perdite a carico 0.97 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

Campo #2 - A.2**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.63 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.82 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.08 % a STC

Perdite a carico 56.12 kVA

Frazione di perdite a carico 1.21 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.25 mΩ

Campo #3 - A.3**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 7.25 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 6.65 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 79.08 kVA

Frazione di perdite a carico 1.09 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.72 mΩ

Campo #4 - B.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 5.24 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 6.65 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.13 % a STC

Perdite a carico 41.35 kVA

Frazione di perdite a carico 0.79 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.72 mΩ

Campo #5 - C.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 7.80 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 7.65 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 79.59 kVA

Frazione di perdite a carico 1.02 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.62 mΩ

Campo #6 - D.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.58 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 38.48 kVA

Frazione di perdite a carico 1.08 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

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

Tensione rete 20 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #7 - D.2**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.36 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.10 % a STC

Perdite a carico 34.01 kVA

Frazione di perdite a carico 1.01 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

Campo #8 - D.3**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 4.09 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.82 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 43.67 kVA

Frazione di perdite a carico 1.07 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.25 mΩ

Campo #9 - D.4**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.73 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 41.91 kVA

Frazione di perdite a carico 1.12 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

Campo #10 - E.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 6.32 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 6.65 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.11 % a STC

Perdite a carico 59.99 kVA

Frazione di perdite a carico 0.95 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 0.72 mΩ

Campo #11 - F.1**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.01 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.11 % a STC

Perdite a carico 27.28 kVA

Frazione di perdite a carico 0.91 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ

Campo #12 - F.2**Transformer parameters**

Potenza nominale a STC 3.58 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 38.48 kVA

Frazione di perdite a carico 1.08 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ



Perdite AC nei trasformatori

Trafo MV

Tensione rete 20 kV

Un trasfo in ciascun sub-campo

Campo #13 - F.3

Transformer parameters

Potenza nominale a STC 3.68 MVA

Iron Loss (Connessione 24/24) 3.33 kVA

Frazione di perdite a vuoto 0.09 % a STC

Perdite a carico 40.61 kVA

Frazione di perdite a carico 1.11 % a STC

Resistenza equivalente induttori 3 x 1.43 mΩ



Parametri per ombre vicine

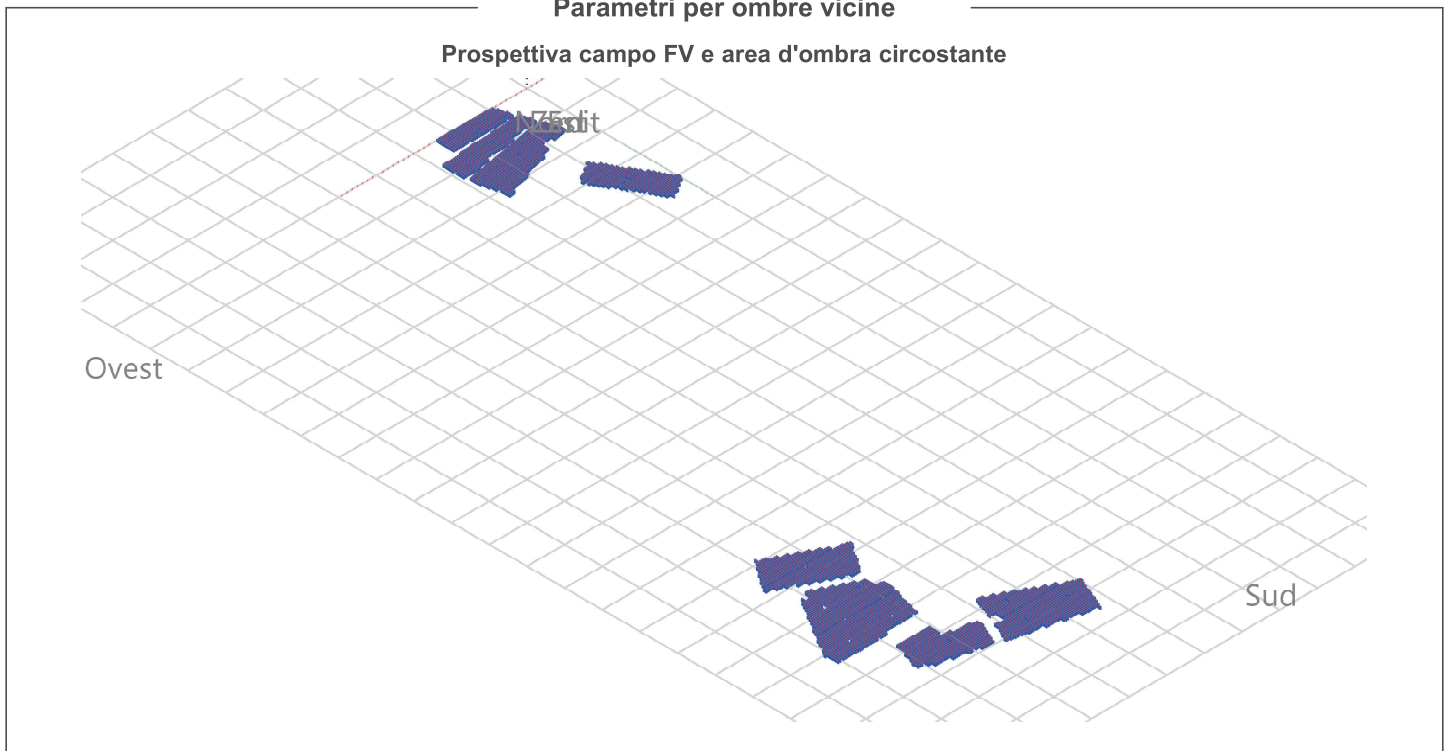
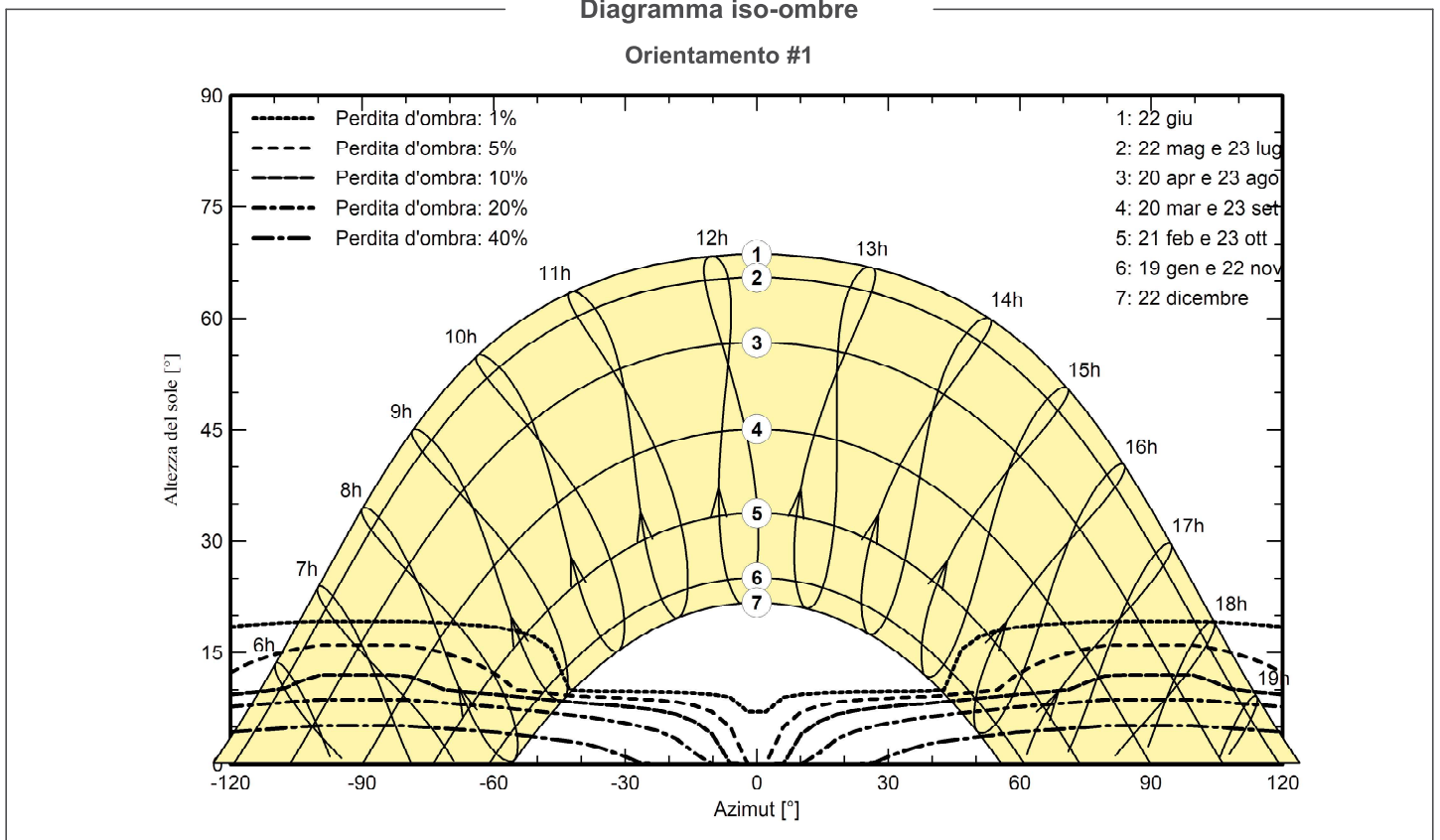


Diagramma iso-ombre

Orientamento #1





Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 88231121 kWh/anno

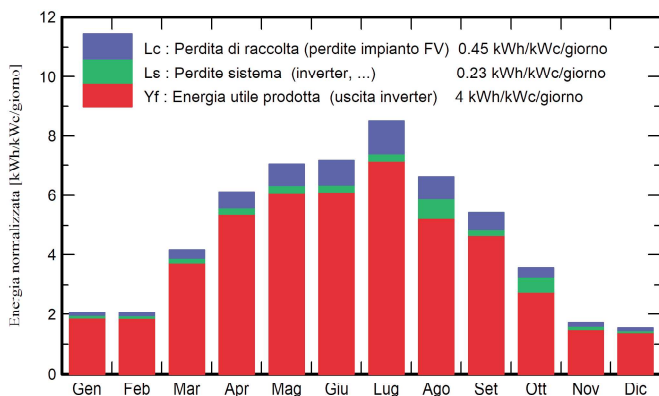
Prod. Specif.

1458 kWh/kWp/anno

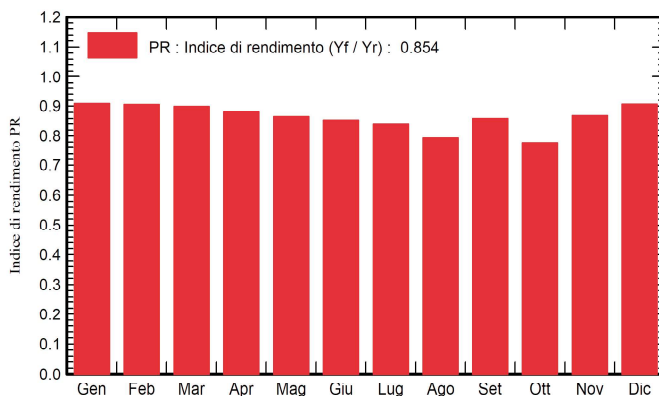
Indice rendimento PR

85.37 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
Gennaio	54.0	24.68	4.73	64.2	60.3	3682564	3530561	0.909
Febbraio	50.7	29.40	5.04	57.8	54.6	3308593	3167228	0.906
Marzo	111.5	46.21	9.15	129.1	123.2	7296176	7021685	0.899
Aprile	159.0	61.91	13.04	183.3	175.2	10150790	9775274	0.881
Maggio	194.4	76.24	18.42	218.2	209.7	11880647	11435142	0.866
Giugno	189.4	79.83	22.54	214.7	205.6	11519672	11098462	0.855
Luglio	229.8	67.94	27.65	264.1	253.8	13908107	13399763	0.839
Agosto	180.4	69.46	22.23	205.0	196.5	11066068	9838626	0.793
Settembre	140.2	48.68	23.45	162.9	155.8	8789012	8469692	0.859
Ottobre	94.1	39.32	14.69	110.2	104.4	6108260	5183313	0.778
Novembre	44.7	27.12	11.04	51.4	48.3	2892437	2703787	0.870
Dicembre	40.1	20.35	2.92	47.5	44.5	2734769	2607589	0.907
Anno	1488.2	591.15	14.62	1708.4	1632.0	93337094	88231121	0.854

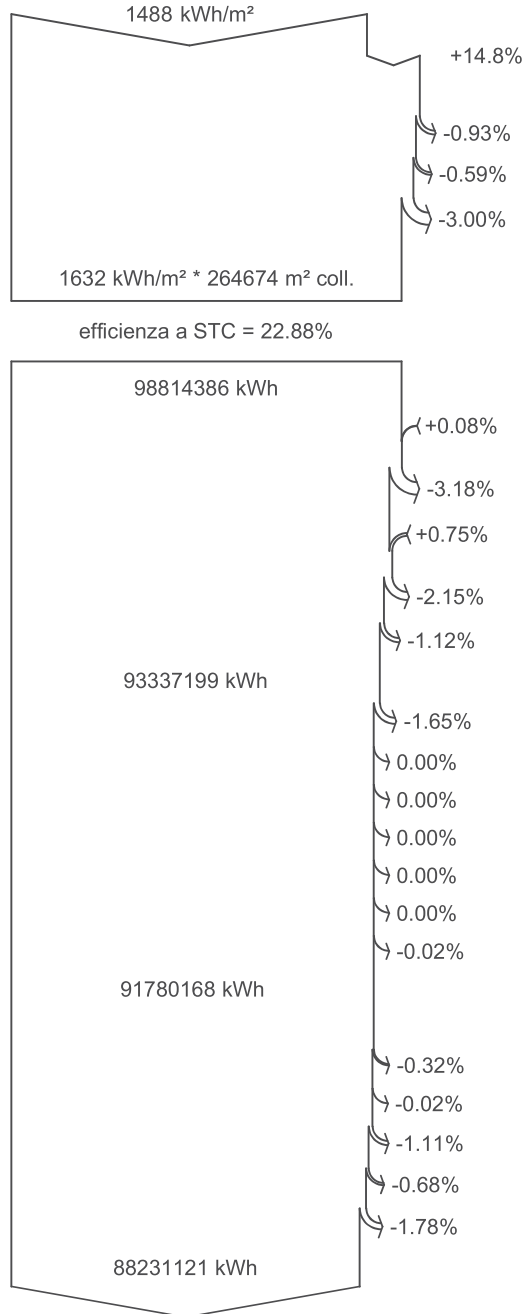
Legenda

- 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



Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

- Ombre vicine: perdita di irraggiamento
- Fattore IAM su globale
- Perdite per sporco campo

Irraggiamento effettivo su collettori

- Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)

- Perdita FV causa livello d'irraggiamento

- Perdita FV causa temperatura

- Perdita per qualità modulo

- Perdita disadattamento moduli e stringhe

- Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

- Perdita inverter in funzione (efficienza)
- Perdita inverter per superamento Pmax
- Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso
- Perdita inverter per superamento Vmax
- Perdita inverter per non raggiungimento Pmin
- Perdita inverter per non raggiungimento Vmin
- Consumi notturni

Energia in uscita inverter

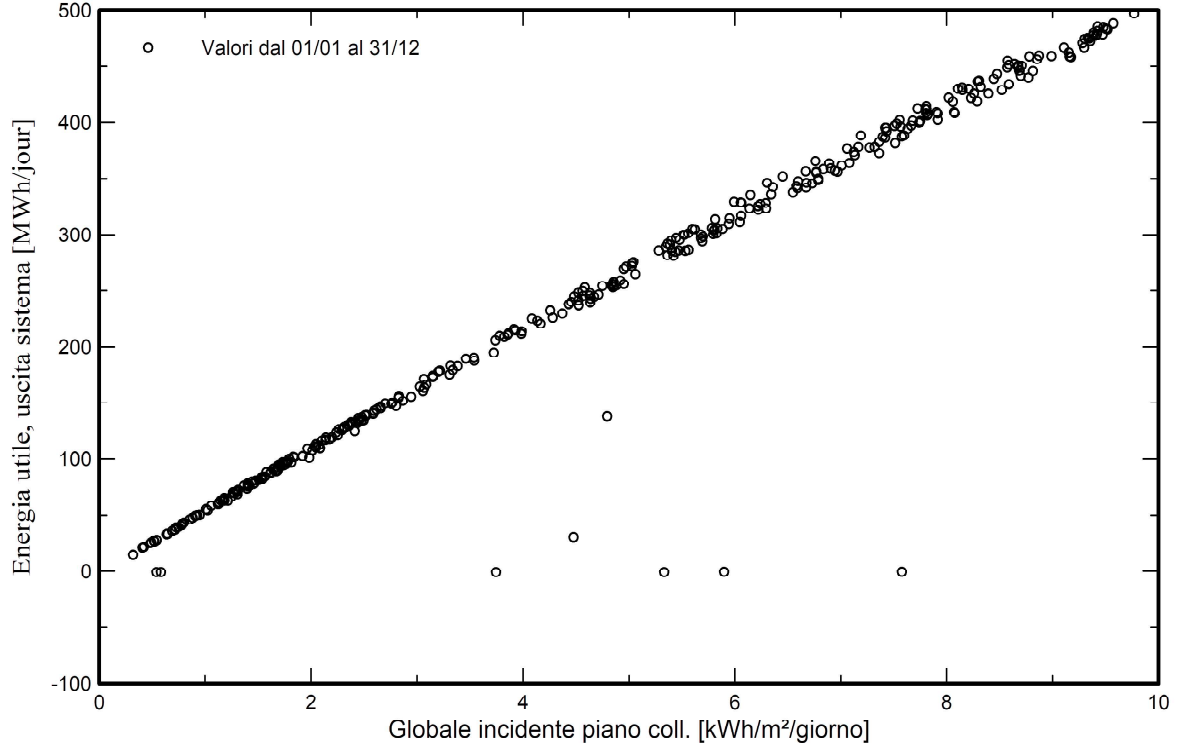
- Ausiliari (ventilatori, altro...)
- Perdite ohmiche AC
- Perdita del trasfo Medio Voltaggio
- Perdita ohmmica sulla linea MV
- Indisponibilità del sistema

Energia immessa in rete

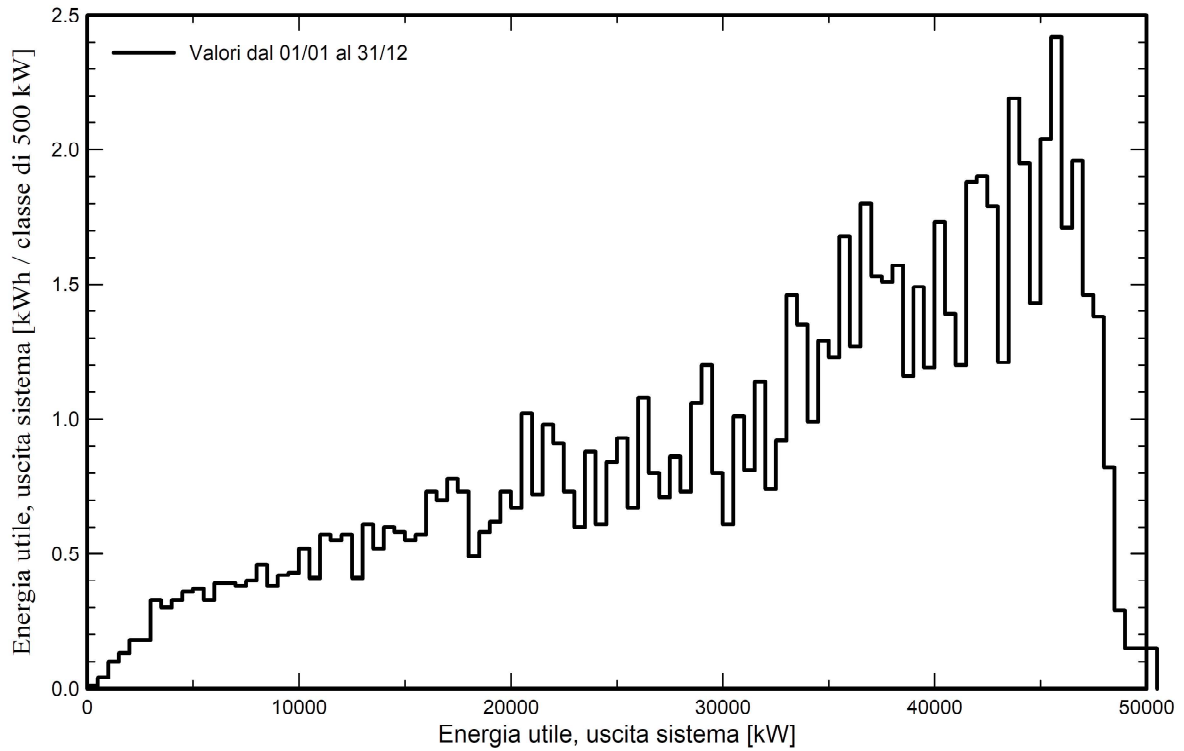


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



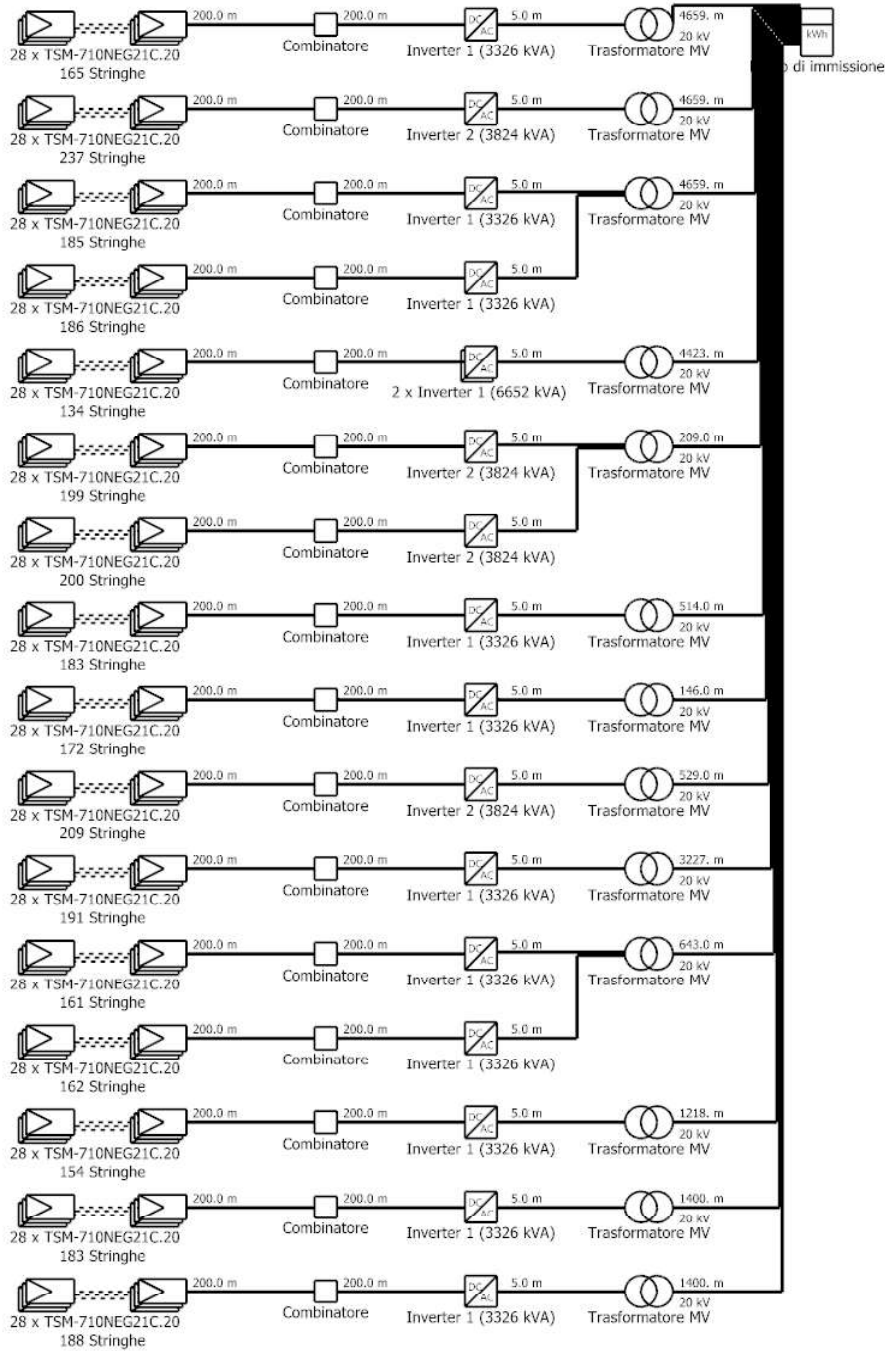
Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.4.7
 VC3, Simulato su
 21/06/24 12:18
 con V7.4.7

Schema unifilare



Modulo FV	TSM-710NEG21C.20
Inverter 1	Ingecon Sun 3825TL C600 Preliminary
Inverter 2	Ingecon Sun 3825TL C690 Preliminary
Stringa	28 x TSM-710NEG21C.20

Valletta

**New Developments
srls (Italy)**

**VC3 : Impianto agrivoltaico avanzato v
alletta 710**

21/06/24