

IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE DI CONNESSIONE

LA VALENTA

POTENZA IMPIANTO 22,66 MWp - COMUNE DI PREDOSA (AL)

Proponente

SKI 26 S.R.L.

VIA CARADOSSO 9 - 20123 MILANO - P.IVA: 11412940964 – PEC: ski26@pec.it

Progettazione



Ing. Antonello Rutilio

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 – email: a.rutilio@incico.com

Collaboratori



Ing. Lorenzo Stocchino

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: incico@pec.it

Tel.: +39 0532 202613 – email: l.stocchino@incico.com

Coordinamento progettuale



Envidev Consulting S.R.L.

CORSO VITTORIO EMANUELE II 287 – 00186 – ROMA (RM) – P.IVA:01653460558 – PEC: envidev_csrl@pec.it

Tel.: +39 3666 376 932 – email: francesco@envidevconsulting.com

Titolo Elaborato

RELAZIONE TECNICA DEL PROGETTO

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL02	23ENV04_PD-REL02.01 - Relazione tecnica del progetto.docx	11/04/2024

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	31/07/23	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU
1	11/04/24	REVISIONE TRACCIATO CONNESSIONE	VLA	LBO	ARU



COMUNE DI PREDOSA (AL)

REGIONE PIEMONTE



RELAZIONE TECNICA DEL PROGETTO

INDICE

1. INTRODUZIONE	1
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	2
3. DESCRIZIONE DEL SITO.....	4
Ubicazione.....	4
Analisi delle pendenze	6
Profilo dell'orizzonte.....	7
Risorsa solare.....	8
4. PROCEDURE DI CALCOLO	9
Criterio generale di progetto.....	9
Criterio di stima dell'energia prodotta.....	9
Criterio di verifica elettrica.....	9
5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	11
Componenti dell'impianto.....	14
Moduli fotovoltaici.....	14
Inseguitore monoassiale.....	17
Inverter di stringa.....	17
CABLAGGI	19
Cavi BT	19
Cavi AT	19
Cabina di trasformazione	19
6. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE	21

1. INTRODUZIONE

Il presente elaborato “Relazione tecnica dell’impianto” descrive le caratteristiche e le metodologie utilizzate per il dimensionamento dell’impianto agrivoltaico, sito presso il comune di Predosa (AL).

L’impianto avrà potenza nominale di picco pari a 22,66 MWp.

L’impianto sarà realizzato a regola d’arte, come prescritto dalla Legge n. 186 del 1° marzo 1968 e ribadito dal DM 37/08. Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro, sarà naturalmente rispettato quanto prescritto dal Testo unico sulla Sicurezza D.Lgs. 81/08.

Le caratteristiche dell’impianto, nonché di tutte le sue componenti, saranno in accordo con le norme di legge e di regolamento vigenti ed in particolare saranno conformi:

alle prescrizioni di autorità locali, comprese quelle dei VV.F.;

alle prescrizioni ed indicazioni del Gestore di Rete e della Società Distributrice dell’energia elettrica;

alle norme CEI (Comitato Elettrotecnico Italiano).

2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO

- **CEI 82-25:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- **CEI 82-25; V2:** guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione.
- **CEI EN 60904-1(CEI 82-1):** dispositivi fotovoltaici Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche tensione-corrente.
- **CEI EN 60904-2 (CEI 82-2):** dispositivi fotovoltaici - Parte 2: Prescrizione per le celle fotovoltaiche di riferimento.
- **CEI EN 60904-3 (CEI 82-3):** dispositivi fotovoltaici - Parte 3: Principi di misura per sistemi solari fotovoltaici per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento.
- **CEI EN 61215 (CEI 82-8):** moduli fotovoltaici in silicio cristallino per applicazioni terrestri. Qualifica del progetto e omologazione del tipo.
- **CEI EN 61646 (82-12):** moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri - Qualifica del progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 61724 (CEI 82-15):** rilievo delle prestazioni dei sistemi fotovoltaici - Linee guida per la misura, lo scambio e l'analisi dei dati.
- **CEI EN 61730-1 (CEI 82-27):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 1: Prescrizioni per la costruzione.
- **CEI EN 61730-2 (CEI 82-28):** qualificazione per la sicurezza dei moduli fotovoltaici (FV) - Parte 2: Prescrizioni per le prove.
- **CEI EN 62108 (82-30):** moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) - Qualifica di progetto e approvazione di tipo.
- **CEI EN 62093 (CEI 82-24):** componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali.
- **CEI EN 50380 (CEI 82-22):** fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici.
- **CEI EN 50530 (CEI 82-35):** rendimento globale degli inverter per impianti fotovoltaici collegati alla rete elettrica.
- **EN 62446 (CEI 82-38):** grid connected photovoltaic systems - Minimum requirements for system documentation, commissioning tests and inspection.
- **CEI 0-2:** guida per la definizione della documentazione di progetto per impianti elettrici.
- **CEI 0-16:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 0-21:** regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti BT delle imprese distributrici di energia elettrica.
- **CEI 11-20:** impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria.
- **CEI EN 50438 (CT 311-1):** prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione.
- **CEI 64-8:** impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua.
- **CEI EN 60099-1 (CEI 37-1):** scaricatori - Parte 1: Scaricatori a resistori non lineari con spinterometri per sistemi a corrente alternata
- **CEI EN 60439 (CEI 17-13):** apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT).
- **CEI EN 60529 (CEI 70-1):** gradi di protezione degli involucri (codice IP).

- **CEI EN 62305 (CEI 81-10):** protezione contro i fulmini.
- **CEI 81-3:** valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato.
- **CEI 13-4:** sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica.
- **Delibera ARG/ELT n. 99-08 TICA:** testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica (Testo integrato delle connessioni attive – TICA).
- **DM 22/1/08 n. 37:** Regolamento concernente l'attuazione dell'art. 11 della Legge 2/12/05 (Riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti ex legge n° 46 del 5/3/1990 e relativo regolamento di attuazione.
- Legge n° 186 del 1/3/1968: Impianti elettrici.
- **D. Lgs. 81/2008:** Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro
- Codice di rete terna

3. DESCRIZIONE DEL SITO

Ubicazione

Il dimensionamento energetico dell'impianto fotovoltaico connesso alla rete del distributore è stato effettuato tenendo conto, oltre che della disponibilità economica, di:

- disponibilità di spazi sui quali installare l'impianto fotovoltaico;
- disponibilità della fonte solare;
- fattori morfologici e ambientali (ombreggiamento).

Le caratteristiche dell'impianto sono riassunte nella tabella sottostante

Tabella 3-1 Caratteristiche impianto

Caratteristiche principali	
Ubicazione	Italia, Piemonte
Potenza nominale (AC)	19,90 MWac
Potenza picco (DC)	22,66 MWdc
Rapporto DC/AC	1.135
Caratteristiche civili	
Area disponibile	33.12 ha
Ground coverage ratio (GCR)	53.5 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	9.2 m
Caratteristiche elettriche	
Moduli PV (700.0 Wp)	32376
Cabina di trasformazione AT/BT (fino a 3150 kVA)	5
Cabina di trasformazione AT/BT (fino a 2500 kVA)	2
Numero di inverter (fino a 250.0 kVA)	80



L'area dove viene costruito l'impianto PV è composta da 4 aree disponibili, con una superficie totale di circa 40.00 ha. La presenza di alcuni vincoli rende una parte dell'area non adatta per l'installazione di moduli fotovoltaici. L'area disponibile finale copre una superficie di 33.12 ha.

Si mostrano nella tabella sottostante le dimensioni di ogni area e la superficie disponibile per l'impianto:

Area	Area Recinzione [ha]	Area disponibile [ha]
Area N-O	6,30	4,11
Area S-E	6,72	7,48
Area N-E	4,38	4,38
Area S-O	15,72	10,3
Totale	33,12	26,27

Analisi delle pendenze

È stata fatta un'analisi topografica preliminare del terreno per studiare la disponibilità del terreno per la costruzione dell'impianto fotovoltaico.

La risoluzione della griglia dei dati di elevazione è di 30.0 m (direzioni Nord-Sud ed Est-Ovest). Questi dati sono stati forniti da Google Earth software (SRTM-30).

I risultati dell'analisi mostrano tre zone differenziate:

Zone dove la pendenza è inferiore al 5.00 %.

Zone dove la pendenza è tra il 5.00 % e 10.00 %.

Zone dove la pendenza è superiore al 10.00 %.

NOTA: le pendenze misurate sul sito durante l'esecuzione di un'analisi topografica dettagliata potrebbero essere maggiori delle pendenze ottenute usando i dati di Google Earth.

La mappa mostrata nella Figura sottostante rappresenta le pendenze del terreno, con i seguenti colori:

- Pendenze <5.00 %
- Pendenze >5.00 % e <10.00 %
- Pendenze >10.00 % e <15.00 %
- Pendenze >15.00 %

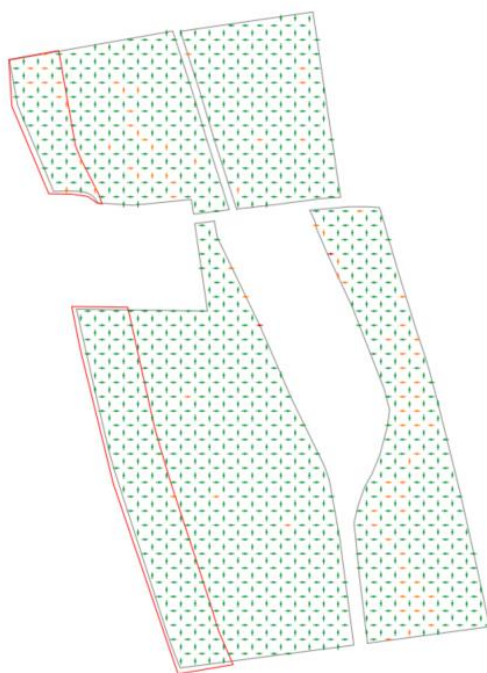


Figura 3-1: andamento delle pendenze nell'area

Profilo dell'orizzonte

L'irraggiamento solare che raggiunge i moduli fotovoltaici cambierà se ci sono delle colline o delle montagne all'orizzonte. Questi ostacoli fisici bloccheranno la componente diretta dell'irradianza durante alcuni periodi della giornata ed avranno un impatto anche sulla componente diffusa. Pertanto, il profilo dell'orizzonte influisce direttamente sul rendimento energetico dell'impianto fotovoltaico. 7

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.8° ed un'elevazione massima di 1.9°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 36 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è PVGIS 5.2.

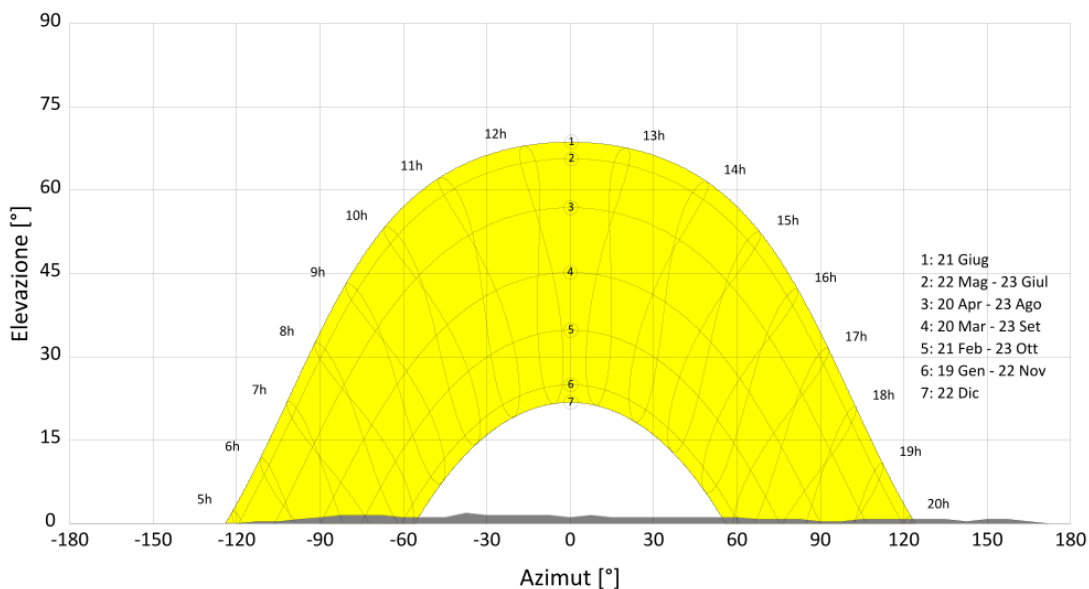


Figura 3-2: profilo dell'orizzonte (fonte dati PVGIS 5.2)

Risorsa solare

Lo scopo dell'analisi delle risorse solari è di fornire una stima dell'energia solare che l'impianto fotovoltaico riceverebbe durante un anno tipico.

La risorsa solare viene generalmente fornita da una serie di valori orari di irradiazione e temperatura, per un periodo di un anno. Questa serie è chiamata Typical Meteorological Year (TMY).

La fonte usata per generare il TMY è stata NASA POWER. La risoluzione temporale della fonte è mensile.

I valori di temperatura oraria trovati nel TMY rende i seguenti aggregati:

Temperatura minima: -21.32 °C.

Temperatura massima: 45.87 °C.

Temperatura media: 13.77 °C.

Mese	GHI [kWh/m ²]	DHI [kWh/m ²]	Temperatura
1	49.3	21.7	2.83 °C
2	66.6	28.3	4.53 °C
3	112.5	47.7	8.88 °C
4	144.0	62.4	13.1 °C
5	182.3	80.0	17.36 °C
6	200.4	81.9	22.14 °C
7	212.4	75.3	25.07 °C
8	181.4	67.5	24.72 °C
9	132.0	52.5	19.87 °C
10	82.2	38.4	14.35 °C
11	48.6	22.5	8.29 °C
12	41.5	17.7	3.43 °C
Anno	1453.1	596.0	13.71 °C

8

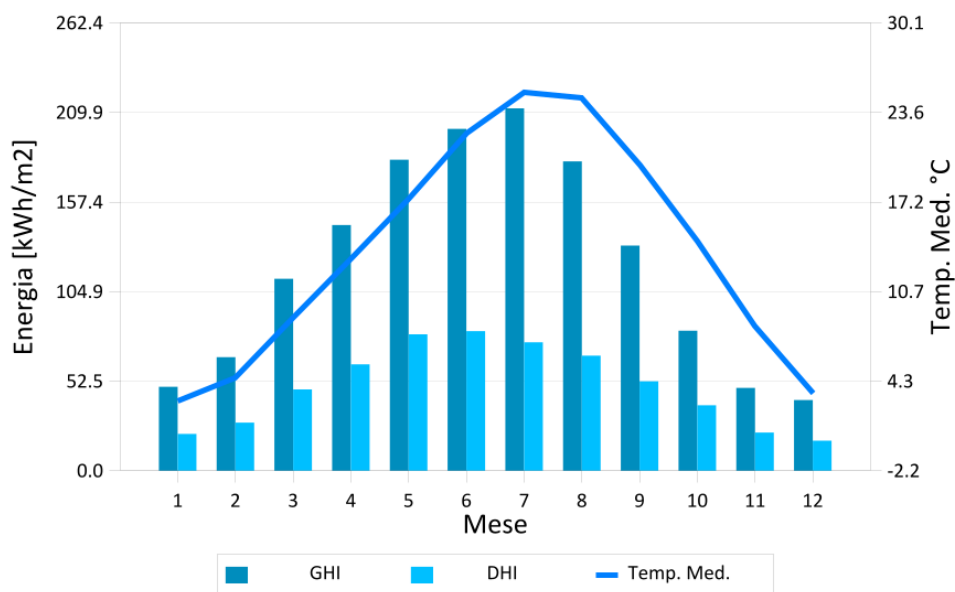


Figura 3-3: energia incidente sul piano dei collettori

4. PROCEDURE DI CALCOLO

Criterio generale di progetto

Il principio progettuale normalmente utilizzato per un impianto fotovoltaico è quello di massimizzare la captazione della radiazione solare annua disponibile.

Nella generalità dei casi, il generatore fotovoltaico deve essere esposto alla luce solare in modo ottimale, scegliendo prioritariamente l'orientamento a Sud ed evitando fenomeni di ombreggiamento. In funzione degli eventuali vincoli architettonici della struttura che ospita il generatore stesso, sono comunque adottati orientamenti diversi e sono ammessi fenomeni di ombreggiamento, purché adeguatamente valutati.

Perdite d'energia dovute a tali fenomeni incidono sul costo del kWh prodotto e sul tempo di ritorno dell'investimento.

Criterio di stima dell'energia prodotta

L'energia generata dipende:

dal sito di installazione (latitudine, radiazione solare disponibile, temperatura, riflettanza della superficie antistante i moduli);

dall'esposizione dei moduli: angolo di inclinazione (Tilt) e angolo di orientazione (Azimut);

da eventuali ombreggiamenti o insudiciamenti del generatore fotovoltaico;

dalle caratteristiche dei moduli: potenza nominale, coefficiente di temperatura, perdite per disaccoppiamento o mismatch;

dalle caratteristiche del BOS (Balance Of System).

Il valore del BOS può essere stimato direttamente oppure come complemento all'unità del totale delle perdite, calcolate mediante le seguenti formule:

$$\text{Totale perdite standard [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

9

$$\text{Totale perdite con ottimizzatore [\%]} = [1 - (1 - a - b) \times (1 - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$$

per i seguenti valori:

- Perdite per riflessione;
- Perdite per ombreggiamento;
- Perdite per mismatching;
- Perdite per effetto della temperatura;
- Perdite nei circuiti in continua;
- Perdite negli inverter;
- Perdite nei circuiti in alternata.

Criterio di verifica elettrica

In corrispondenza dei valori minimi della temperatura di lavoro dei moduli (-10 °C) e dei valori massimi di lavoro degli stessi (70 °C) sono verificate le seguenti disuguaglianze:

TENSIONI MPPT

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a 70 °C maggiore o uguale alla Tensione MPPT minima ($V_{mppt\ min}$).

Tensione nel punto di massima potenza, V_m , a -10 °C minore o uguale alla Tensione MPPT massima ($V_{mppt\ max}$).

I valori di MPPT rappresentano i valori minimo e massimo della finestra di tensione utile per la ricerca del punto di funzionamento alla massima potenza.

TENSIONE MASSIMA

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, Voc, a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

CORRENTE MASSIMA

Corrente massima (corto circuito) generata, Isc, minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

DIMENSIONAMENTO

Dimensionamento compreso tra il 90 % e 150 %.

Per dimensionamento si intende il rapporto percentuale tra la potenza nominale dell'inverter e la potenza del generatore fotovoltaico a esso collegato (nel caso di sottoimpianti MPPT, il dimensionamento è verificato per il sottoimpianto MPPT nel suo insieme).

5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO

Come è noto, la tecnologia fotovoltaica consente la conversione diretta dell'energia solare in energia elettrica, tale conversione avviene per mezzo delle celle fotovoltaiche che devono essere collegate elettricamente tra loro in serie e paralleli, andando a formare i moduli fotovoltaici, i quali dovranno essere esposti, per quanto, possibile perpendicolarmente alla radiazione solare al fine di massimizzare la produzione energetica. I moduli fotovoltaici possono essere utilizzati sia singolarmente (per caricare ad esempio una semplice batteria) che collegati tra loro in serie e paralleli così da formare stringhe e campi fotovoltaici. L'architettura degli impianti fotovoltaici utility scale (centrali fotovoltaiche) comprende tutti gli elementi in cui è possibile suddividere un impianto: cella, modulo, stringa, blocco, sottocampo e infine il campo.

Per l'impianto in esame, 24 moduli saranno collegati in serie a formare una stringa, più stringhe si collegheranno agli inverter di stringa di riferimento presenti in prossimità del campo FV. Gli inverter sono collocati in campo e collegati a un quadro di bassa tensione all'interno di box container insieme agli altri apparati necessari per l'elevazione della tensione di esercizio fino a 36kV. Pertanto, ciascun quadro è poi collegato, all'interno dell'alloggiamento di ciascuna stazione di trasformazione al trasformatore AT/BT, al quadro di alta tensione e a tutti gli apparati dedicati alla gestione, controllo e protezione necessari al corretto funzionamento ordinario dei suddetti apparati.

Si formeranno così 7 sottocampi che saranno collegati al quadro alta tensione posto nella cabina di interfaccia a definire l'intero campo fotovoltaico.

NUMERO MODULI	32.376
NUMERO STRINGHE	1.349
NUMERO INVERTER DI STRINGA	80
NUMERO DI TRAFI E SOTTOCAMPI	7

SOTTOCAMPO 1	
N° pannelli totali	5112
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	5 inverter da 18 stringhe 3 inverter da 16 stringhe 2 inverter da 19 stringhe 1 inverter da 20 stringhe 1 inverter da 17 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.578
N° di inverter	12
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	335,4

SOTTOCAMPO 2	
N° pannelli totali	4584
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	6 inverter da 15 stringhe 3 inverter da 16 stringhe 2 inverter da 18 stringhe 1 inverter da 17 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.209
N° di inverter	12

Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	301,86

SOTTOCAMPO 3	
N° pannelli totali	3792
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	5 inverter da 15 stringhe 2 inverter da 18 stringhe 1 inverter da 17 stringhe 1 inverter da 16 stringhe 1 inverter da 14 stringhe
Potenza DC (kWp)	2.654
N° di inverter	10
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	301,86

SOTTOCAMPO 4	
N° pannelli totali	5424
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	5 inverter da 18 stringhe 3 inverter da 19 stringhe 2 inverter da 21 stringhe 1 inverter da 20 stringhe 1 inverter da 17 stringhe*700
Potenza DC (kWp)	3.797
N° di inverter	12
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	352,17

SOTTOCAMPO 5	
N° pannelli totali	4704
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	5 inverter da 15 stringhe 4 inverter da 18 stringhe 2 inverter da 16 stringhe 1 inverter da 17 stringhe

Potenza DC (kWp)	3.293
N° di inverter	12
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	301,86

SOTTOCAMPO 6	
N° pannelli totali	3984
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	4 inverter da 18 stringhe 3 inverter da 15 stringhe 2 inverter da 16 stringhe 1 inverter da 17 stringhe
Potenza DC (kWp)	2.789
N° di inverter	10
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	301,86

SOTTOCAMPO 7	
N° pannelli totali	4776
N° moduli in serie (stringa)	24
N° stringhe	5 inverter da 18 stringhe 5 inverter da 15 stringhe 2 inverter da 17 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.343
N° di inverter	12
Tensione alla potenza nominale @STC (Vmpp) [V]	1079,93
Tensione massima @STC (Voc) [V]	1.288,01
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	180,5
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	301,86

Componenti dell'impianto

- I componenti principali usati per convertire l'energia solare in elettricità sono:
- Moduli fotovoltaici, che convertono la radiazione solare in corrente continua.
- Inseguitore monoassiale, che serve da supporto e orienta i moduli fotovoltaici per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie dei moduli fotovoltaici durante il giorno.
- Inverter di stringa, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa ad alta tensione.
- Cabine di trasformazione AT/BT, che contengono la attrezzatura necessaria per convertire la corrente continua in corrente alternata.

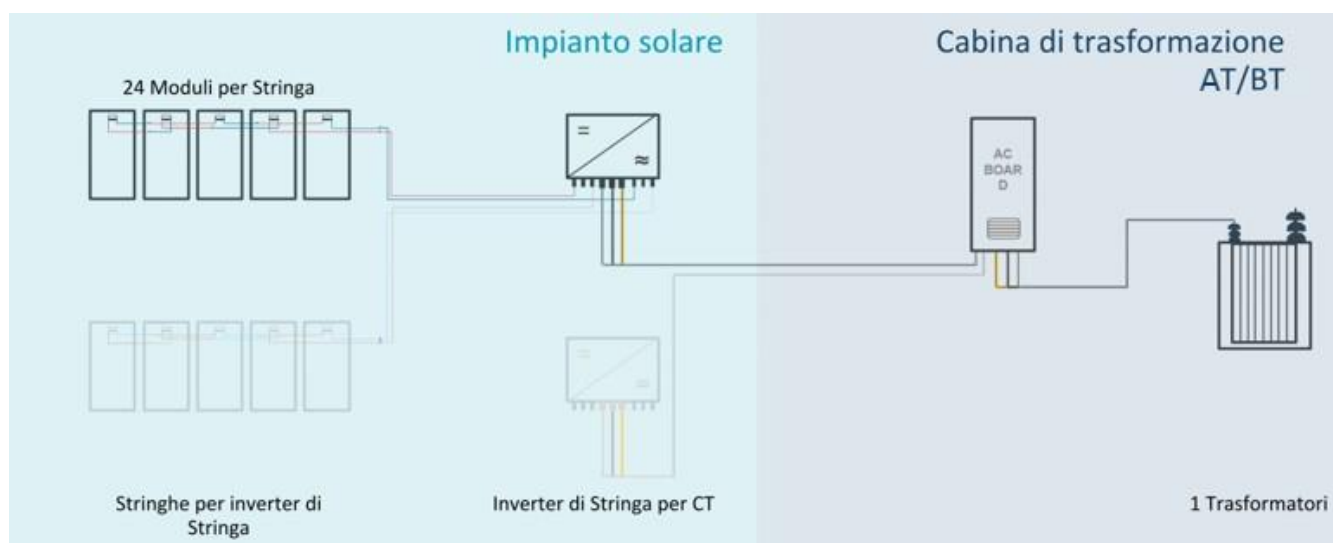


Figura 5-1: schema di configurazione elettrica semplificata

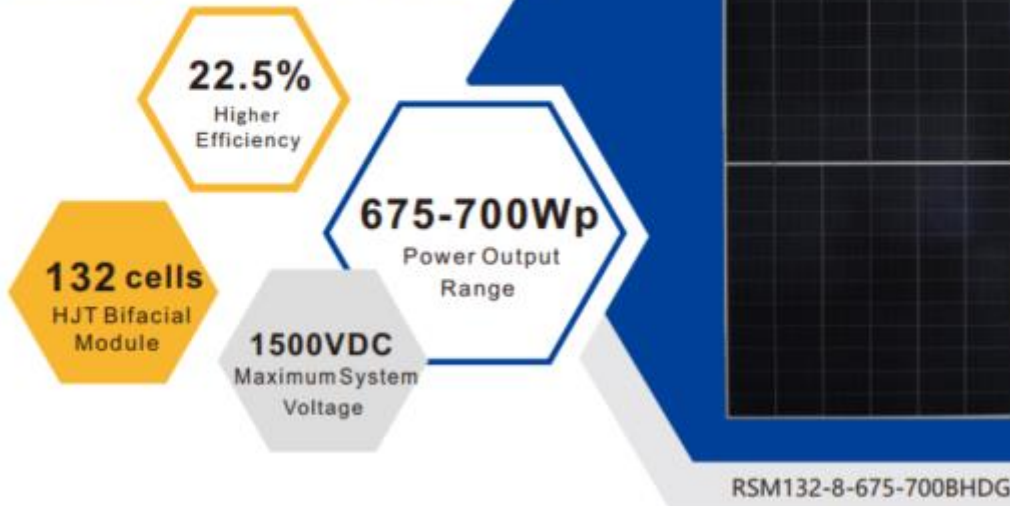
Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico selezionato è il modello Bifacciale RSM132-8-700BHDG, prodotto da Risen Energy Co., Ltd. Ha una potenza picco di 700.0 W, e la tecnologia delle celle è HIT.










Il modulo ha un fattore di bifaccialità di 85.00 %.

210 HETEROJUNCTION MODULE

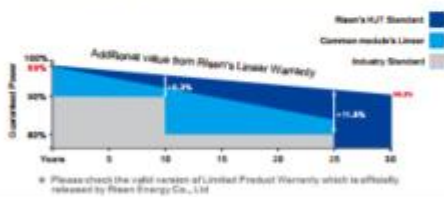
ULTRA-HIGH POWER GENERATION
ULTRA-LOW CARBON EMISSION






KEY SALIENT FEATURES:

-  Global, Tier 1 bankable brand, with independently certified state-of-the-art automated manufacturing
-  N-type solar cell without LID caused by B-O
-  PID Resistance
-  Better Temperature Coefficient
-  Bifacial technology enables additional energy harvesting from rear side
-  Higher power generation
-  Module Imp binning radically reduces string mismatch losses
-  Excellent wind load 2400Pa & snow load 5400Pa under certain installation method
-  Comprehensive product and Management system certification
 - IEC61215:2016; IEC61730-1/-2:2016;
 - ISO 9001:2015 Quality Management System
 - ISO 14001:2015 Environmental Management System
 - ISO 45001:2018 Occupational Health and Safety Management System

LINEAR PERFORMANCE WARRANTY



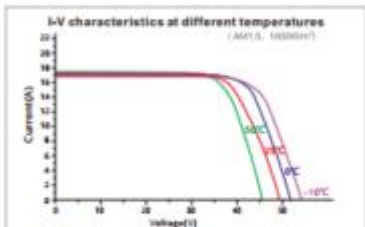
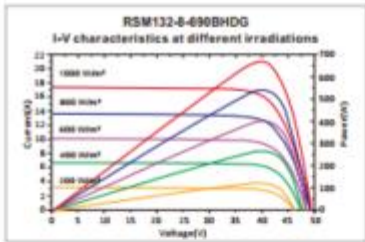
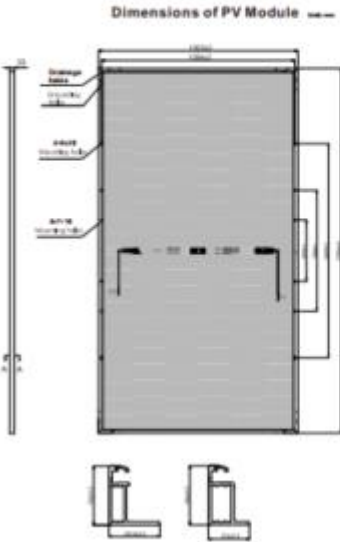
-  15 Year Product Warranty
-  30 Year Linear Power Warranty
-  90.3% Power retention rate within 30 years



RISEN ENERGY CO., LTD.
 Add: Tashan Industry Zone, Meilin, Ninghai 315609
 Tel: 400-8291-000
 Fax: +86-574-59953599
 E-mail: marketing@risenenergy.com
 Website: www.risenenergy.com



Preliminary for global market



Our Partners:

ELECTRICAL DATA (STC)

Model Number	RSM132-8-675BHGD	RSM132-8-685BHGD	RSM132-8-695BHGD	RSM132-8-705BHGD	RSM132-8-715BHGD	RSM132-8-725BHGD
Rated Power in Watts-Pmax(P ₀)	675	680	685	690	695	700
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	17.40	17.48	17.56	17.66	17.74	17.82
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Imp(A)	16.32	16.41	16.50	16.60	16.68	16.77
Module Efficiency (%) *	21.7	21.9	22.1	22.2	22.4	22.5

STC: Irradiance 1000 W/m², Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5 according to EN 60904-3. Bifacial factor: 85±10(%) * Module Efficiency (%): Round-off to the nearest number

Electrical characteristics with 10% rear side power gain

	743	748	754	759	765	770
Total Equivalent power -Pmax (Wp)	743	748	754	759	765	770
Open Circuit Voltage-Voc(V)	49.38	49.47	49.56	49.65	49.74	49.83
Short Circuit Current-Isc(A)	19.14	19.23	19.32	19.43	19.51	19.60
Maximum Power Voltage-Vmp(V)	41.41	41.48	41.56	41.63	41.71	41.78
Maximum Power Current-Imp(A)	17.95	18.05	18.15	18.26	18.35	18.44

Rear side power gain: The additional gain from the rear side compared to the power of the front side at the standard test condition. It depends on mounting (structure, height, tilt angle etc.) and albedo of the ground.

ELECTRICAL DATA (NMOT)

Model Number	RSM132-8-675BHGD	RSM132-8-685BHGD	RSM132-8-695BHGD	RSM132-8-705BHGD	RSM132-8-715BHGD	RSM132-8-725BHGD
Maximum Power-Pmax (Wp)	515.6	519.3	523.0	527.2	530.9	534.5
Open Circuit Voltage-Voc (V)	46.27	46.35	46.44	46.52	46.61	46.69
Short Circuit Current-Isc (A)	14.27	14.34	14.40	14.48	14.55	14.61
Maximum Power Voltage-Vmp (V)	38.71	38.78	38.85	38.93	39.00	39.07
Maximum Power Current-Imp (A)	13.32	13.39	13.46	13.54	13.61	13.68

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

MECHANICAL DATA

Solar cells	HJT cell
Cell configuration	132 cells (6×11×6×11)
Module dimensions	2384×1303×33mm
Weight	37.5kg
Superstrate	High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Substrate	Heat Strengthened Glass
Frame	Anodized Aluminium Alloy, Silver Color
J-Box	Potted, IP68, 1500VDC, 3 Schottky bypass diodes
Cables	4.9mm ² , Positive(+)-Ø50mm, Negative(-)-Ø20mm (Connector included)
Connector	Risen Twinsel PV-SY02, IP68

TEMPERATURE & MAXIMUM RATINGS

Nominal Module Operating Temperature (NMOT)	43°C±2°C
Temperature Coefficient of Voc	-0.22%/°C
Temperature Coefficient of Isc	0.047%/°C
Temperature Coefficient of Pmax	-0.24%/°C
Operational Temperature	-40°C~+85°C
Maximum System Voltage	1500VDC
Max Series Fuse Rating	35A
Limiting Reverse Current	35A

PACKAGING CONFIGURATION

	40N(HQ)
Number of modules per container	594
Number of modules per pallet	33
Number of pallets per container	18
Packaging box dimensions (LxWxH) in mm	1320×1125×2520
Box gross weight[kg]	1268

CAUTION: READ SAFETY AND INSTALLATION INSTRUCTIONS BEFORE USING THE PRODUCT.
©2023 Risen Energy. All rights reserved. Contents included in this datasheet are subject to change without notice. No special undertaking or warranty for the suitability of special purpose or being installed in extraordinary circumstances is granted unless so otherwise specifically committed by manufacturer in some set document.

THE POWER OF RISING VALUE

Figura 5-2: datasheet modulo fotovoltaico

Inseguitore monoassiale

I moduli solari PV saranno montati su inseguitori solari monoassiali orientati Nord-Sud, integrati su strutture metalliche che combinano parti di acciaio zincato con parti in alluminio, formando una struttura fissa a terra.



Figura 5-3: esempio di inseguitore monoassiale+

Gli inseguitori monoassiali sono stati progettati per ridurre al minimo l'angolo d'incidenza tra i raggi solari e la superficie del pannello fotovoltaico. Il sistema di monitoraggio è costituito da un dispositivo elettronico in grado di seguire il sole durante il giorno.

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SF7 Bi-Facial
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2P
Angoli limite d'inseguimento	+45 / -45 °
Distanza tra le file (pitch distance)	9.2 m
Altezza del punto più basso	0.8 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza aggiuntiva per il motore	500.0 mm
Distanza aggiuntiva per travi di torsione	152.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	29.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	200.0 mm

Inverter di stringa

L'inverter converte la corrente continua prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente alternata. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza da DC ad AC, ciascuno dotato di un sistema di tracciamento del punto di massima potenza (MPPT). Il MPPT varierà la tensione del array DC per massimizzare la produzione in base alle condizioni operative.
- Componenti di protezione contro alte temperature di lavoro, sovratensione e sottotensione, bassa o alta frequenza, corrente minima di funzionamento, mancanza di rete del trasformatore, protezione anti-isola, comportamento contro i vuoti di tensione, ecc. Oltre alle protezioni per la sicurezza del personale.
- Un sistema di monitoraggio, che ha la funzione di trasmettere i dati relativi al funzionamento dell'inverter al proprietario (corrente, tensione, potenza, ecc.) e dati esterni dal monitoraggio delle stringhe nell'array DC (se c'è un sistema di monitoraggio delle stringhe).

Type designation	SG250HX
Input (DC)	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	500 V / 500 V
Nominal PV input voltage	1160 V
MPP voltage range	500 V – 1500 V
MPP voltage range for nominal power	860 V – 1300 V
No. of independent MPP inputs	12
Max. number of input connector per MPPT	2
Max. PV input current	30 A * 12
Max. DC short-circuit current	50 A * 12
Output (AC)	
AC output power	250 kVA @ 30 °C / 225 kVA @40 °C / 200 kVA @ 50 °C
Max. AC output current	180.5 A
Nominal AC voltage	3 / PE, 800 V
AC voltage range	680 – 880V
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
THD	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I _n
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / connection phases	3 / 3
Efficiency	
Max. efficiency	99.0 %
European efficiency	98.8 %
Protection	
DC reverse connection protection	Yes
AC short circuit protection	Yes
Leakage current protection	Yes
Grid monitoring	Yes
Ground fault monitoring	Yes
DC switch	Yes
AC switch	No
PV String current monitoring	Yes
Q at night function	Yes
Anti-PID and PID recovery function	Yes
Overvoltage protection	DC Type II / AC Type II
General Data	
Dimensions (W*H*D)	1051 * 660 * 363 mm
Weight	99kg
Isolation method	Transformerless
Ingress protection rating	IP66
Night power consumption	< 2 W
Operating ambient temperature range	-30 to 60 °C
Allowable relative humidity range (non-condensing)	0 – 100 %
Cooling method	Smart forced air cooling
Max. operating altitude	5000 m (> 4000 m derating)
Display	LED, Bluetooth+App
Communication	RS485 / PLC
DC connection type	MC4-Evo2 (Max. 6 mm ² , optional 10mm ²)
AC connection type	OT/DT terminal (Max. 300 mm ²)
Compliance	IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 60068, IEC 61683, VDE-AR-N 4110:2018, VDE-AR-N 4120:2018, EN 50549-1/2, UNE 206007-1:2013, P.O.12.3, UTE C15-712-1:2013
Grid Support	Q at night function, LVRT, HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

*: Only compatible with Sungrow logger and iSolarCloud

Figura 5-4:scheda tecnica inverter

CABLAGGI

Il cablaggio elettrico avverrà per mezzo di cavi con conduttori isolati in rame o alluminio con le seguenti prescrizioni:

- Sezione delle anime calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;

Cavi BT

I pannelli fotovoltaici sono generalmente già dotati di scatola di giunzione stagna e non apribile; in uscita dalla scatola sono collegati i cavi di lunghezza opportuna, terminati con spine di tipo MULTI-CONTACT. I collegamenti elettrici della singola stringa saranno realizzati utilizzando questi stessi cavi già in dotazione ai pannelli fotovoltaici. I cavi tra i moduli a formare le stringhe saranno posati opportunamente e fissati alla struttura tramite fascette.

I cavi BT AC saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune. La profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno di 0.5 m, misurato dall'intradosso del tubo. I cavi saranno posati con formazione a trifoglio, considerando il caso più gravoso in termini di posa, si avranno 12 terne nello stesso scavo. Per evitare una eccessiva riduzione della portata, le terne verranno posate in 2 file verticali da 6, con distanza orizzontale di 25mm tra ogni terna e distanza verticale di 50mm tra le file.

Le sezioni sono state dimensionate considerando una portata adeguata al trasferimento della massima potenza dell'impianto, con cadute di tensione sotto il 2% per il tratto in continua e sotto il 4% in alternata (ampiamente inferiore).

Per i tratti in corrente continua sono stati previsti i cavi solari H1Z2Z2-K con sezione 6mm²; per i tratti in corrente alternata invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16 con sezione 150mm² e 120 mm².

Per non compromettere la sicurezza di chi opera sull'impianto durante la verifica o l'adeguamento o la manutenzione, i conduttori avranno la seguente colorazione:

- Conduttori di protezione: giallo-verde;
- Conduttore di neutro: blu chiaro;
- Conduttore di fase: grigio / marrone;
- Conduttore per circuiti in C.C.: chiaramente siglato con indicazione del positivo con "+" e del negativo con "-".

Cavi AT

I cavi AT saranno direttamente interrati in trincea. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune, la profondità minima di posa deve essere tale da garantire almeno 1 m, misurato dall'intradosso del cavo.

Per calcolare la sezione di cavo, sono stati considerati la caduta di tensione, la capacità di carico di corrente e la corrente di cortocircuito. La caduta di tensione massima consentita è stata 0.5%.

Il cavo previsto è un RG16H1R12 un cavo unipolare in rame

Le trincee avranno profondità di almeno 1000mm, mentre la separazione orizzontale nei tratti in cui è prevista sarà pari a 250mm.

Per il collegamento tra cabine di trasformazione del campo fotovoltaico e cabina di interfaccia, si prevederanno cavi con sezione pari a 50mm²

Per il collegamento tra cabina di interfaccia e SE sarà predisposto un cavo di sezione pari a 185mm².

Cabina di trasformazione

Le cabine di trasformazione AT/BT sono piattaforme all'esterno. La tensione dell'energia raccolta dal campo solare viene aumentata a un livello superiore, allo scopo di facilitare l'evacuazione dell'energia generata. I trasformatori di potenza saranno posizionati nella cabina di trasformazione.

La cabina prevista è di tipo prefabbricato ed è appoggiata su una platea in cemento armato da gettare in opera. La cabina è dotata di impianto di illuminazione ordinario e di emergenza, forza motrice, alimentate da apposito quadro BT installato in loco, nonché di accessori normalmente richiesti dalle normative vigenti (schema del quadro, cartelli comportamentali, tappeti isolanti 36 kV, guanti di protezione 36 kV, estintore etc.).

I quadri di campo saranno installati all'esterno sotto le strutture dei tracker e prevederanno un fusibile, un sezionatore e un SPD.

Il Quadro di Alta Tensione sarà completamente assemblato in fabbrica e certificato, conforme alle IEC 62271-200 e sarà composto da due unità di tipo modulare compatte ad isolamento in aria, equipaggiate con apparecchiature di interruzione e sezionamento isolate in SF6.

La cabina di trasformazione deve essere fornita con interruttori di alta tensione che includano un'unità di protezione del trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione diretta in uscita e le piastre elettriche. In particolare, per la prima cabina di trasformazione di ogni linea AT, l'unità di ingresso diretto non verrà installata.

In totale saranno previste 7 cabine.

Caratteristiche della cabina di trasformazione	
Numero di trasformatori	1
Rapporto di trasformazione	0.8/36.0kV

Quantità	Num. Inverters	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
1	12	2991,6MW	3578,4MW	1.196
1	12	2991,6MW	3209,9MW	1.073
1	12	2991,6MW	3796,3MW	1,269
1	12	2991,6MW	3293,7MW	1.101
1	12	2991,6MW	3344,6MW	1,119
1	10	2493MW	2655MW	1,065
1	10	2493MW	2787,6MW	1,118

6. RISPARMIO DI COMBUSTIBILE ED EMISSIONI EVITATE

Un utile indicatore per definire il risparmio di combustibile derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili è il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]. Questo coefficiente individua le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia) risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

La produzione energetica dell'impianto del primo anno pari a 34,8 GWh e la perdita di efficienza annuale a 0.24 %, tenendo conto della vita media dell'impianto (circa 30 anni), si può ottenere una produzione di energia pari a 1001,5 GWh.

Tabella 6-1: Calcolo del risparmio di combustibile

STIMA RISPARMIO COMBUSTIBILE	Tonnellate Equivalenti Petrolio [TEP]
Fattore di conversione energia elettrica in energia primaria (TEP/MWh)	0,187
Stima energia elettrica prodotta (GWh)	35,47
TEP risparmiate in un anno	6,63
TEP risparmiate in 30 anni	198,99

Inoltre, l'impianto fotovoltaico consente la riduzione di emissioni in atmosfera delle sostanze che hanno effetto inquinante e di quelle che contribuiscono all'effetto serra, quali CO₂, SO_x, NO_x e polveri:

Tabella 6-2: Stima delle emissioni evitate nell'arco della vita utile dell'impianto

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO₂	SO_x	NO_x	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/kWh)	400,4	0,35	0,07	0,005
Emissioni evitate in un anno	15.933,00	2,06	7,35	0,18
Emissioni evitate in 30 anni	477990	61,8	220,5	5,4