

# IMPIANTO AGRIVOLTAICO E OPERE CONNESSE

## LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALIA SPV 16 S.R.L.

POTENZA IMPIANTO 33,81 MW e 7,80 MW DI ACCUMULO

**LIGHTSOURCE RENEWABLE ENERGY ITALIA SPV 16 S.R.L.**

VIA GIACOMO LEOPARDI, 7 - 20123 MILANO (MI) - P.IVA: 12593760965 - PEC: [lightsourcespv\\_16@legalmail.it](mailto:lightsourcespv_16@legalmail.it)

**Progettazione** 

**Ing. Antonello Rutilio**

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)  
Tel.: +39 0532 202613 – email: [a.rutilio@incico.com](mailto:a.rutilio@incico.com)

**Collaboratori** 

**Ing. Lorenzo Stochino**

VIA R. ZANDONAI 4 – 44124 - FERRARA (FE) - P.IVA: 00522150382 – PEC: [incico@pec.it](mailto:incico@pec.it)  
Tel.: +39 0532 202613 – email: [l.stochino@incico.com](mailto:l.stochino@incico.com)

**Coordinamento progettuale** 

**SOLAR IT S.R.L.**

VIA ILARIA ALPI 4 – 46100 - MANTOVA (MN) - P.IVA: 02627240209 – PEC: [solarit@lamiappec.it](mailto:solarit@lamiappec.it)  
Tel.: +390425 072 257 – email: [info@solaritglobal.com](mailto:info@solaritglobal.com)

**Titolo Elaborato**

### Relazione tecnica del progetto

LIVELLO PROGETTAZIONE	CODICE ELABORATO	FILE NAME	DATA
DEFINITIVO	PD_REL03	23SOL11_PD_REL03 - Relazione tecnica del progetto.docx	31/03/2023

**Revisioni**

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	MARZO '23	EMISSIONE PER PERMITTING	LN	IMG	IMG



COMUNE DI PAULI ARBAREI (SU) - COMUNE DI LUNAMATRONA (SU)

REGIONE SARDEGNA



# Relazione tecnica del progetto

## INDICE

1. INTRODUZIONE.....	1
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO.....	2
3. DESCRIZIONE DEL SITO.....	4
Ubicazione.....	4
Analisi delle pendenze.....	5
Profilo dell'orizzonte.....	6
Risorsa solare.....	7
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
Moduli fotovoltaici.....	13
Inseguitore monoassiale N-S.....	14
Quadri di stringa.....	14
Inverter centrale con trasformatore.....	15
Cablaggi.....	16
Cabine.....	17
Sistema di batterie per l'accumulo dell'energia (BESS).....	17
Container.....	18
Inverter per l'accumulo.....	19
Sistema di conversione di potenza.....	19
6. Risparmio di combustibile ed emissioni evitate.....	21

## Indice delle figure

Figura 3-1: Layout su ortofoto.....	5
Figura 3-2: Andamento delle pendenze nell'area.....	6
Figura 3-3: Profilo dell'orizzonte (fonte dati: PVGIS 5).....	7
Figura 3-4: Energia incidente sul piano dei collettori.....	8
Figura 5-1: Schema di configurazione elettrica semplificata.....	12
Figura 5-2: Esempio di inseguitore solare monoassiale.....	14
Figura 5-3: Esempio di quadro di stringa.....	15
Figura 5-4: Scheda tecnica inverter.....	16
Figura 0-1: Layout del sistema di accumulo.....	18
Figura 0-2: Esempio di container per il BESS.....	18
Figura 0-3: Esempio di sistema di conversione energia.....	19

## Indice delle tabelle

Tabella 3-1: Caratteristiche impianto .....	4
Tabella 3-2 – Irradiazione solare sul piano orizzontale .....	7
Tabella 5-1: Architettura di impianto .....	11
Tabella 5-2: Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici .....	13
Tabella 5-3: Caratteristiche inseguitore monoassiale .....	14
Tabella 0-1: Caratteristiche inverter per l'accumulo .....	19
Tabella 6-1: Calcolo del risparmio di combustibile .....	21
Tabella 6-2: Stima delle emissioni evitate nell'arco della vita utile dell'impianto.....	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 i comuni di Pauli Arbarei (SU) e Lunamatrona (SU).

L’impianto avrà potenza nominale di picco pari a 33,81 MWp e sistema di accumulo BESS da 7,80 MW.

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

### 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*

<b>Caratteristiche principali</b>	
Ubicazione	Italy, Sardinia
Potenza nominale (AC)	33,21 MWac
Potenza picco (DC)	33,81 MWdc
Rapporto DC/AC	1.01
<b>Caratteristiche civili</b>	
Area disponibile	40.59 ha
Ground coverage ratio (GCR)	57.74 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	8.5 m
<b>Caratteristiche elettriche</b>	
Moduli PV (700.0 Wp)	48300
Cabina di trasformazione MT/BT (fino a 3437.0 kW)	10
Numero di inverter (fino a 3437.0 kVA)	10





*Figura 3-1: Layout su ortofoto*

L'area dove viene costruito l'impianto PV è composta da 3 aree disponibili, con una superficie totale di 48.32 ha. Ci sono un totale di 2 aree ristrette non adatte per l'installazione di moduli fotovoltaici. L'area disponibile finale copre una superficie di 40.59 ha.

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

### **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 %

Le strutture che non si adeguano ai seguenti requisiti sono stati rimosse dal layout:

- La struttura deve essere dentro i limiti del Modello di Elevazione Digitale (DEM).
- La pendenza della struttura nella direzione Nord-Sud deve essere inferiore a 18.00 %.
- L'ondulazione del terreno deve essere inferiore a 1.0 m.

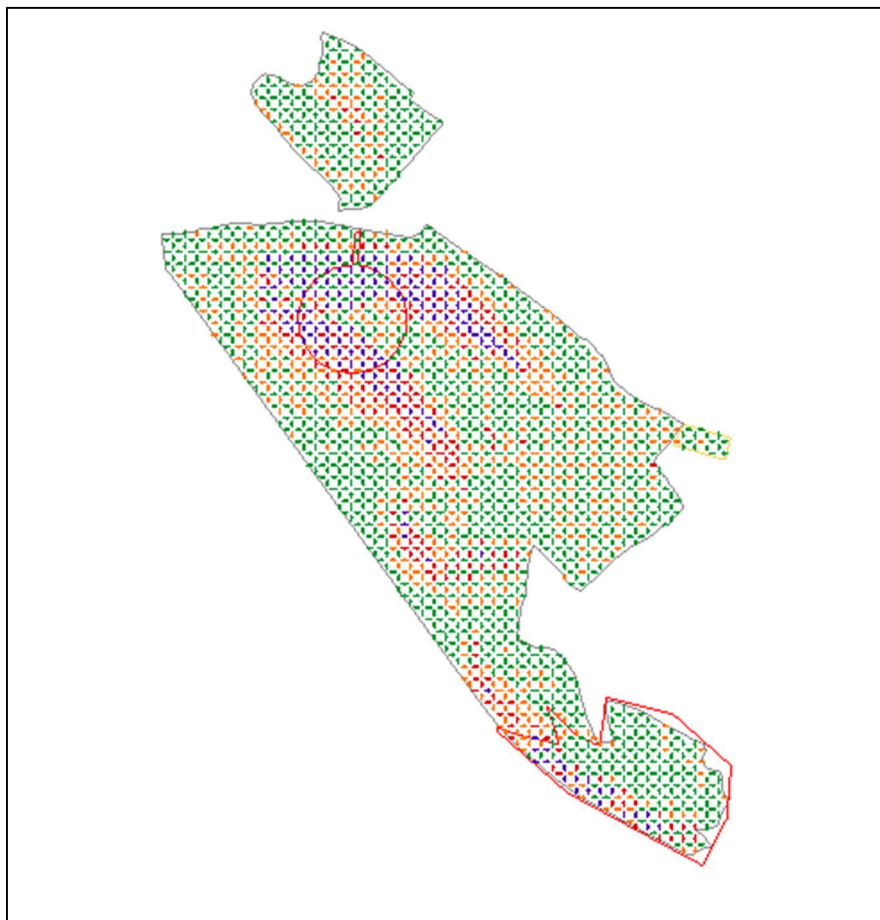


Figura 3-2: Andamento delle pendenze nell'area

### 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'irradiazione 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.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 2.6° ed un'elevazione massima di 5.0°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato

sulla linea dell'orizzonte per un totale di 276 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è stato il database PVGIS 5.

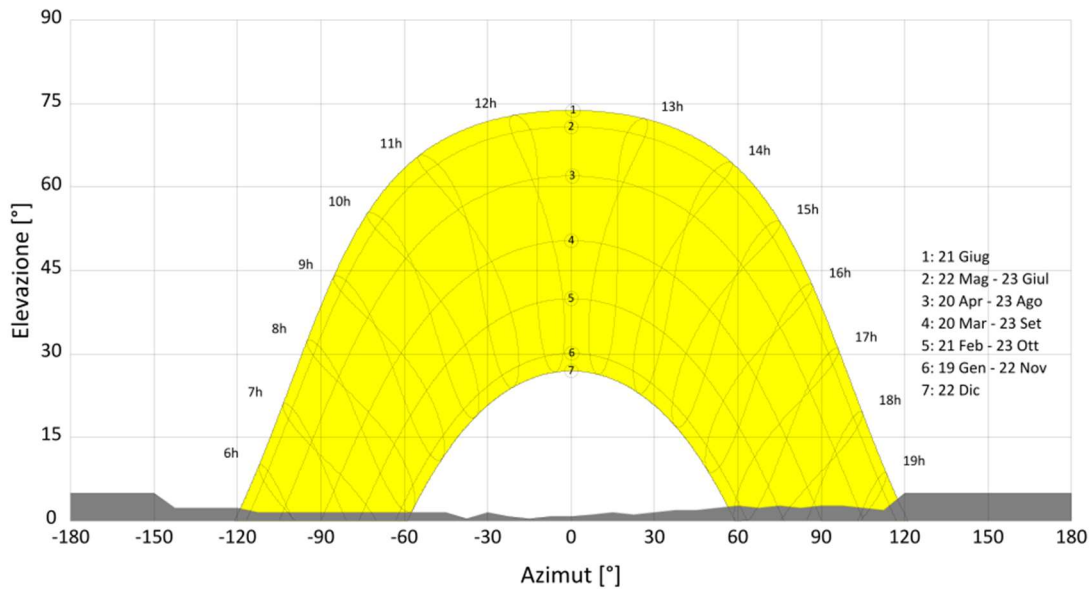


Figura 3-3: Profilo dell'orizzonte (fonte dati: PVGIS 5)

## 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 per generare la TMY è stato il database PVGIS. Include previsioni meteorologiche dal 2005 ad oggi (il periodo reale potrebbe variare in funzione dell'ubicazione) ed ha una risoluzione spaziale di 4 km per 4 km. L'incertezza dei dati del PVGIS database è compresa tra  $\pm 3\%$  to  $\pm 10\%$ , in funzione dell'ubicazione.

Di seguito si riportano i dati riguardanti le temperature e le irradiazioni:

Temperatura minima:  $-4.5\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Temperatura massima:  $38.65\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Temperatura media:  $15.6\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Tabella 3-2 – Irradiazione solare sul piano orizzontale

Mese	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura
1	68.2	30.9	7.75 °C
2	81.8	37.7	10.21 °C
3	142.2	51.3	9.38 °C
4	175.6	61.8	13.52 °C
5	200.0	70.3	16.35 °C
6	231.2	69.4	22.22 °C
7	243.5	60.3	25.97 °C
8	214.4	58.6	24.76 °C
9	158.7	51.8	20.13 °C
10	116.2	44.6	15.63 °C
11	75.5	28.7	11.2 °C

12	64.1	29.2	9.67 °C
<b>Anno</b>	<b>1771.5</b>	<b>594.6</b>	<b>15.57 °C</b>

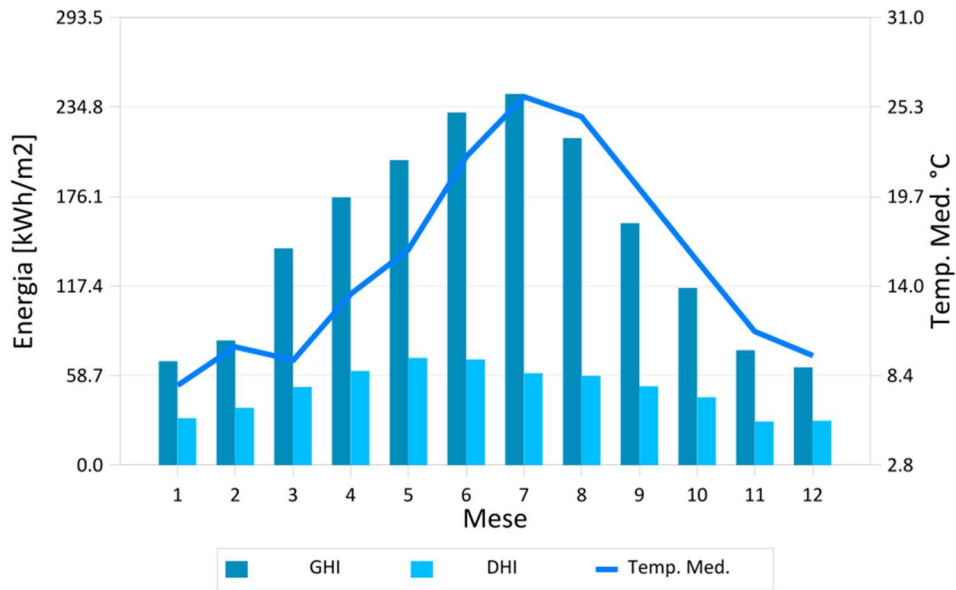


Figura 3-4: Energia incidente sul piano dei collettori

## 4. PROCEDURE DI CALCOLO

### Critério 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.

### Critério 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:

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

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

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.

### Critério 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 ( $V_{mppt \text{ min}}$ ).

Tensione nel punto di massima potenza,  $V_m$ , a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  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,  $V_{oc}$ , a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

#### **TENSIONE MASSIMA MODULO**

Tensione di circuito aperto,  $V_{oc}$ , a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$  minore o uguale alla tensione massima di sistema del modulo.

#### **CORRENTE MASSIMA**

Corrente massima (corto circuito) generata,  $I_{sc}$ , minore o uguale alla corrente massima di ingresso dell'inverter.

#### **DIMENSIONAMENTO**

Dimensionamento compreso tra il 70 % e 120 %.

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, 28 moduli saranno collegati in serie a formare una stringa, più stringhe saranno collegate ai quadri di stringa, i quali si collegheranno agli inverter centrali di riferimento presenti nelle stazioni di trasformazione. Si formeranno così 10 sottocampi che saranno collegati al quadro media tensione posto nella cabina di interfaccia a definire l'intero campo fotovoltaico.

Il sistema di accumulo gestirà l'energia prodotta dall'impianto fotovoltaico in modo da immettere energia in rete anche durante le ore notturne. Il BESS sarà collegato alla rete attraverso 3 sistemi di conversione in parallelo in condivisione con l'impianto fotovoltaico, con il quale condividerà anche il framework di distribuzione in MT. La tecnologia di accumulatori (batterie al litio) è composta da celle elettrochimiche. Le singole celle sono tra loro elettricamente collegate in serie ed in parallelo per formare moduli di batterie. I moduli, a loro volta, vengono elettricamente collegati in serie ed in parallelo tra loro ed assemblati in appositi armadi in modo tale da conseguire i valori richiesti di potenza, tensione e corrente.

Tabella 5-1: Architettura di impianto

<b>NUMERO MODULI</b>	48.300
<b>NUMERO STRINGHE</b>	1.725
<b>NUMERO INVERTER E TRASFORMATORI</b>	10
<b>NUMERO SOTTOCAMPI</b>	10

<b>SOTTOCAMPO 1÷6</b>	
N° pannelli totali	4.760
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 Quadro di stringa di 6 stringhe 1 Quadro di stringa di 8 stringhe 12 Quadro di stringa di 13 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.332
N° di inverter	1
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.156.4
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.394,4
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3.308
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3.997

<b>SOTTOCAMPO 7÷9</b>	
N° pannelli totali	4.732
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	13 Quadro di stringa di 13 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.312
N° di inverter	1
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.156.4
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.394,4

Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3.308
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3.997

<b>SOTTOCAMPO 10</b>	
N° pannelli totali	5.544
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 Quadro di stringa di 10 stringhe 1 Quadro di stringa di 6 stringhe 14 Quadro di stringa di 13 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.881
N° di inverter	1
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.156,4
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.394,4
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	3.308
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	3.997

## 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.
- I quadri di stringa, che raggruppano l'uscita delle stringhe di moduli fotovoltaici, prima di raggiungere l'inverter.
- Inverter centrali, che convertono la DC dall'impianto solare ad AC.
- Trasformatori di potenza, che aumentano il livello di tensione da bassa a media tensione.
- Cabine di trasformazione MT/BT, che contengono la attrezzatura necessaria per convertire la corrente continua in corrente alternata.

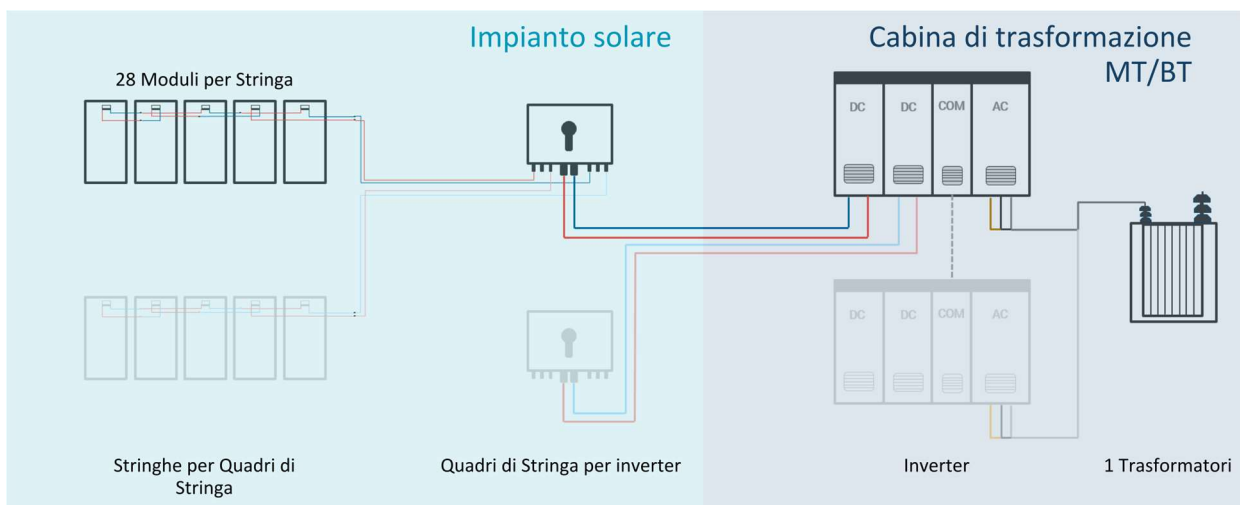


Figura 5-1: Schema di configurazione elettrica semplificata



## 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 %.

Tabella 5-2: Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici

Caratteristiche principali	
Modello	RSM132-8-700BHDG
Produttore	Risen Energy Co., Ltd
Tecnologia	HIT
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potenza picco	700.0 W
Efficienza	22.59 %
Voltaggio MPP	41.3 V
Corrente MPP	17.00 A
Tensione a vuoto	49.8 V
Corrente di cortocircuito	17.82 A
Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza	-0.240 %/°C
Coefficiente di voltaggio	-0.220 %/°C
Coefficiente di corrente	0.047 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	35.0 mm
Peso	38.5 kg



## Inseguitore monoassiale N-S

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 5-2: Esempio di inseguitore solare 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.

Tabella 5-3: Caratteristiche inseguitore monoassiale

Modello	Monoline 2V-90B
Produttore	PV Hardware
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2V
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Distanza tra le file (pitch distance)	8.5 m
Altezza del punto più basso	1.4 m
Progettati per moduli	BIFACIAL

## Quadri di stringa

I quadri di stringa raccolgono l'energia generata dal array DC, collegando in parallelo le stringhe all'inverter e fornendo protezione elettrica per il campo fotovoltaico. Per far corrispondere il numero di ingressi dell'inverter, diverse stringhe in parallelo saranno concentrate in modo da funzionare come un unico circuito. Le scatole di derivazione devono essere installate con un fusibile per stringa per proteggere ogni array. Verranno installati scaricatori di sovratensione in DC ed un interruttore DC verrà posizionato nella linea di uscita. Inoltre, è possibile installare un sistema di comunicazione per monitorare la corrente e la tensione della stringa.



Figura 5-3: Esempio di quadro di stringa

I quadri di stringa saranno installati in una posizione ombreggiata e saranno facilmente accessibili per facilitare le lavori di manutenzione. Saranno posizionati dietro i moduli fotovoltaici e, se possibile, utilizzando i pali di strutture esistenti, in modo che rimangano ombreggiati e protetti da danni causati dalla pioggia o da altri fenomeni atmosferici.

### Inverter centrale con trasformatore

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).

L'inverter scelto presenta anche un trasformatore in Media Tensione integrato che fornisce la possibilità di aumentare la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico.

Type designation	SG3125HV-MV-30
<b>Input (DC)</b>	
Max. PV input voltage	1500 V
Min. PV input voltage / Startup input voltage	875 V / 915 V
MPP voltage range	875 – 1300 V
No. of independent MPP inputs	2
No. of DC inputs	16 / 18 / 22 / 24 / 28 (max. 24 for floating system)
Max. PV input current	3997 A
Max. DC short-circuit current	10000 A
PV array configuration	Negative grounding or floating
<b>Output (AC)</b>	
AC output power	3125 kVA @ 50 °C / 3437 kVA @ 45 °C
Max. inverter output current	3308 A
AC voltage range	20 kV – 35 kV
Nominal grid frequency / Grid frequency range	50 Hz / 45 – 55 Hz, 60 Hz / 55 – 65 Hz
Harmonic (THD)	< 3 % (at nominal power)
DC current injection	< 0.5 % I <sub>n</sub>
Power factor at nominal power / Adjustable power factor	> 0.99 / 0.8 leading – 0.8 lagging
Feed-in phases / AC connection	3 / 3-PE
<b>Efficiency</b>	
Inverter max. efficiency	99.0%
Inverter Euro. efficiency	98.7%
<b>Transformer</b>	
Transformer rated power	3125 kVA
Transformer max. power	3437 kVA
LV / MV voltage	0.6 kV / (20 – 35) kV
Transformer vector	Dy11
Transformer cooling type	ONAN (Oil-natural, air-natural)
Oil type	Mineral oil (PCB free) or degradable oil on request
<b>Protection &amp; Function</b>	
DC input protection	Load break switch + fuse
Inverter output protection	Circuit breaker
AC MV output protection	Circuit breaker
Surge protection	DC Type I + II / AC Type II
Grid monitoring / Ground fault monitoring	Yes / Yes
Insulation monitoring	Yes
Overheat protection	Yes
Q at night function	Optional
<b>General Data</b>	
Dimensions (W*H*D)	6058 * 2896 * 2438 mm
Weight	15 T
Degree of protection	Inverter: IP65 / Others: IP54
Auxiliary power supply	5 kVA (optional: max. 40 kVA)
Operating ambient temperature range	-35 to 60 °C (> 50 °C derating)
Allowable relative humidity range	0 – 100 %
Cooling method	Temperature controlled forced air cooling
Max. operating altitude	1000 m (standard) / > 1000 m (optional)
Display	Touch screen
Communication	Standard: RS485, Ethernet; Optional: optical fiber
Compliance	CE, IEC 62109, IEC 61727, IEC 62116, IEC 62271-202, IEC 62271-200, IEC 60076
Grid support	Q at night (Optional), L/HVRT, active & reactive power control and power ramp rate control

Figura 5-4: Scheda tecnica inverter

## Cablaggi

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

- Sezione delle anime in rame calcolate secondo norme CEI-UNEL/IEC;
- Tipo FG21 (se in esterno) o FG7 (se in cavidotti su percorsi interrati).

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 saranno posizionati all'interno di tubi interrati resistenti alle sollecitazioni con resistenza alla compressione maggiore di 450 N. La linea sarà posata all'interno di uno scavo, di dimensioni opportune. profondità minima di posa dei tubi deve essere tale da garantire almeno 1 m nel caso di cavidotti in MT e di 0.5 m in BT, misurato dall'intradosso del tubo.

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 FG21M21; per i tratti in corrente alternata invece sono stati previsti cavi unipolari FG16R16.

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 “-”.

Un cavo di terra di 35 mm<sup>2</sup> viene usato per le trincee di bassa e media tensione, mentre un cavo di terra di 50 mm<sup>2</sup> viene usato per le cabine di trasformazione.

## Cabine

La cabina di trasformazione sarà prefabbricata e composta da due vani, i quali conterranno l'inverter, il trasformatore elevatore di tensione BT/MT e gli organi di comando e protezione MT contenuti negli appositi scomparti.

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 Media 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 SF<sub>6</sub>.

## Sistema di batterie per l'accumulo dell'energia (BESS)

Oltre all'impianto fotovoltaico, è stato definito un BESS ad accoppiamento AC, per il quale è stata definita un'area nell'impianto. Questo sistema di batterie comprende un insieme di 12 container di batterie e 3 sistemi di conversione di potenza con una potenza nominale totale di 7800.0 kW e una capacità energetica di 31.2 MWh, con una conseguente capacità di accumulo di 4.0 ore di scarica.

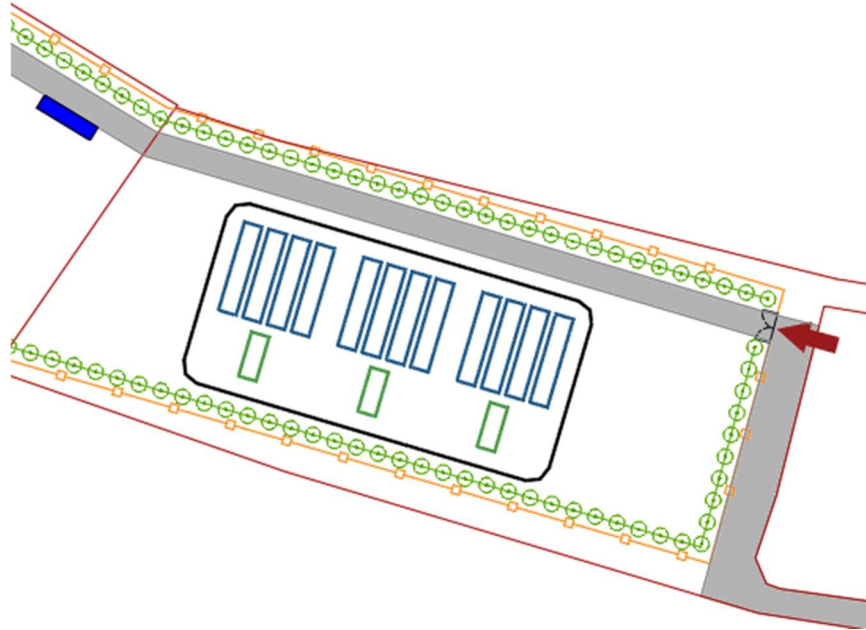


Figura 0-1: Layout del sistema di accumulo

Le componenti principali per l'impianto di accumulo sono:

- Containers, i quali contengono le apparecchiature necessarie per l'accumulo dell'Energia in CC;
- Inverter per l'accumulo, i quali operano la conversione da CC a CA e viceversa;
- Trasformatori di potenza, che aumentano la tensione da BT a MT;
- Sistemi di conversione, che contengono le apparecchiature necessarie per la conversione di potenza da CC a CA.

## Container

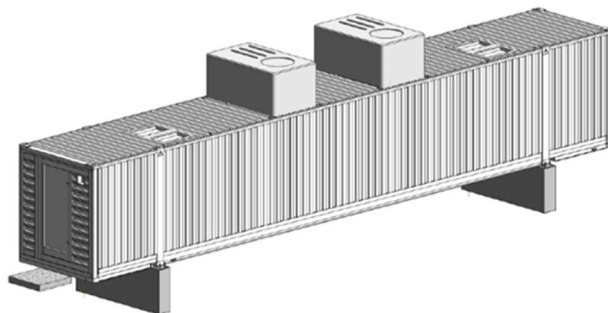


Figura 0-2: Esempio di container per il BESS

Un container della batteria è composto da rack di batterie collegati in parallelo.

- Il container è composto dai seguenti elementi:
- Un sistema di gestione dell'energia (EMS), che monitorerà lo stato delle batterie e definirà il funzionamento del sistema di batterie. Sarà responsabile della stima del SOC delle batterie, del controllo della carica / scarica e della gestione dello stato del sistema, che include la gestione della temperatura, la protezione della sicurezza e la comunicazione con altri elementi del BESS.
- Un sistema HVAC, che sarà in grado di garantire che le batterie funzionino nelle condizioni di temperatura desiderate.
- Un sistema antincendio in grado di estinguere qualsiasi potenziale propagazione di incendio all'interno del

contenitore della batteria.

## Inverter per l'accumulo

L'inverter di accumulo converte la corrente continua di accumulo dalle batterie in corrente alternata e viceversa. È composto dai seguenti elementi:

- Uno o più stadi di conversione di potenza bidirezionali da CC a CA con un regolatore del livello di tensione.
- Componenti di protezione contro alte temperature di esercizio, sopra o sotto tensione, variazioni di frequenza, corrente di funzionamento minima, guasto alla rete del trasformatore, protezione anti-isolamento, protezione contro gli intervalli di tensione, ecc. Oltre alle tutele per la sicurezza del personale 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.).

Tabella 0-1: Caratteristiche inverter per l'accumulo

Caratteristiche principali	
Modello inverter	Gamesa E-2.5MVA-SB-I
Produttore	Gamesa Electric
Massima efficienza di conversione CC/CA	98.96 %
Lato CC	
Intervallo di tensione	900 - 1300 V
Tensione massima in ingresso	1500 V
Lato CA	
Potenza nominale	2600.0 kVA
Potenza a 30 °C	2600.0 kVA
Potenza a 50 °C	2600.0 kVA
Tensione in uscita	660 V
Frequenza in uscita	50 Hz



## Sistema di conversione di potenza

I sistemi di conversione di potenza, o PCS sono edifici o contenitori, il cui obiettivo è aumentare la tensione dell'energia raccolta dalle batterie a un livello superiore, per facilitare l'evacuazione dell'energia generata.

Gli inverter di accumulo e i trasformatori di potenza saranno alloggiati nel sistema di conversione di potenza.



Figura 0-3: Esempio di sistema di conversione energia

Il sistema di alimentazione deve essere alimentato con quadri di media tensione comprendenti un'unità di protezione del

trasformatore, un'unità di alimentazione diretta in ingresso, un'unità di alimentazione in uscita diretta e quadri elettrici.



## 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 67,1 GWh e la perdita di efficienza annuale a 0.9 %, tenendo conto della vita media dell'impianto (circa 30 anni), si può ottenere una produzione di energia pari a 1.771 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
TEP risparmiate in un anno	6.548
TEP risparmiate in 30 anni	196.451

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 CO<sub>2</sub>, SO<sub>x</sub>, NO<sub>x</sub> e polveri:

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

EMISSIONI EVITATE IN ATMOSFERA	CO <sub>2</sub>	SO <sub>x</sub>	NO <sub>x</sub>	Polveri
Emissioni specifiche in atmosfera (g/kWh)	777	0,1	0,36	0,0085
Emissioni evitate in un anno [t]	20.868	2,7	9,63	0,24
Emissioni evitate in 30 anni [t]	626.040	81	288,9	7,2