



IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON OPERE DI CONNESSIONE E PRODUZIONE IDROGENO

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

POTENZA IMPIANTO 24,60 MW FV + 4,00 MW H₂ - COMUNE DI STATTE (TA)

Proponente

BIO3 PV HYDROGEN S.R.L.

VIA GIOVANNI BOVIO 84 - 76014 SPINAZZOLA (BT) - P.IVA: 08695720725 - PEC: bio3pvhydrogen@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_REL03	22ENV02_PD-REL-03.00-relazione tecnica del progetto.docx	12/10/2023

Revisioni

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO
0	OTTOBRE '23	EMISSIONE PER PERMITTING	LBO	LST	ARU



COMUNE DI STATTE (TA)
REGIONE PUGLIA



BIO3 PV HYDROGEN

Relazione tecnica del progetto

INDICE

1. INTRODUZIONE	1
2. NORMATIVA TECNICA DI RIFERIMENTO	2
3. DESCRIZIONE DEL SITO	3
UBICAZIONE	3
Analisi delle pendenze	5
Profilo dell'orizzonte	6
Risorsa solare	7
4. PROCEDURE DI CALCOLO	8
Criterio generale di progetto	8
Criterio di stima dell'energia prodotta	8
Criterio di verifica elettrica	9
5. DIMENSIONAMENTO DELL'IMPIANTO	10
COMPONENTI DELL'IMPIANTO	12
Moduli fotovoltaici	13
Inseguitore monoassiale N-S	13
Inverter di stringa	15
Trasformatore	16
Cabina di trasformazione	17
Cablaggi	18
Sezione produzione idrogeno	19
Cabine	19

1. INTRODUZIONE

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

L’impianto avrà potenza nominale pari a 24,60 MWac di cui 4 MW asserviti ad un impianto di produzione idrogeno verde.

La potenza limite per il collegamento alla RTN è pari a 21 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
- **Codice di rete Terna e allegati**
- **CEI 0-14** "Guida all'applicazione del DPR 462/01 relativa alla semplificazione del procedimento per la denuncia di installazioni e dispositivi di protezione contro le scariche atmosferiche, di dispositivi di messa a terra degli impianti elettrici e di impianti elettrici pericolosi"
- **CEI 99-2** "Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in c.a."
- **CEI 99-3** "Messa a terra degli impianti elettrici a tensione superiore a 1 kV in c.a."
- **CEI 11-4** "Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne"
- **CEI 11-17** "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo"
- **CEI 11-32** "Impianti di produzione di energia elettrica connessi a sistemi di III categoria"
- **CEI 11-46** "Strutture sotterranee polifunzionali per la coesistenza di servizi a rete diversi – Progettazione, costruzione, gestione ed utilizzo – Criteri generali di posa"
- **CEI 11-47** "Impianti tecnologici sotterranei – Criteri generali di posa"
- **CEI 11-62** "Stazioni del cliente finale allacciate a reti di terza categoria"
- **CEI 103-6** "Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell'induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto"
- **CEI EN 50086 2-4** "Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati"
- **CEI 0-16; V2:** "Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica";

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 3-3-1 : caratteristiche impianto

Caratteristiche principali	
Ubicazione	Italy, Apulia
Potenza nominale (AC)	23.4 MWac
Potenza picco (DC)	24.6 MWdc
Rapporto DC/AC	1.05
Caratteristiche civili	
Area disponibile	29.44 ha
Ground coverage ratio (GCR)	51.77 %
Tipo di struttura	Inseguitore monoassiale
Distanza tra le file (pitch distance)	9.5 m
Caratteristiche elettriche	
Moduli PV (670.0 Wp)	36736
Cabina di trasformazione AT/BT (fino a 3150.0 kW)	8
Numero di inverter (fino a 215.0 kW)	109

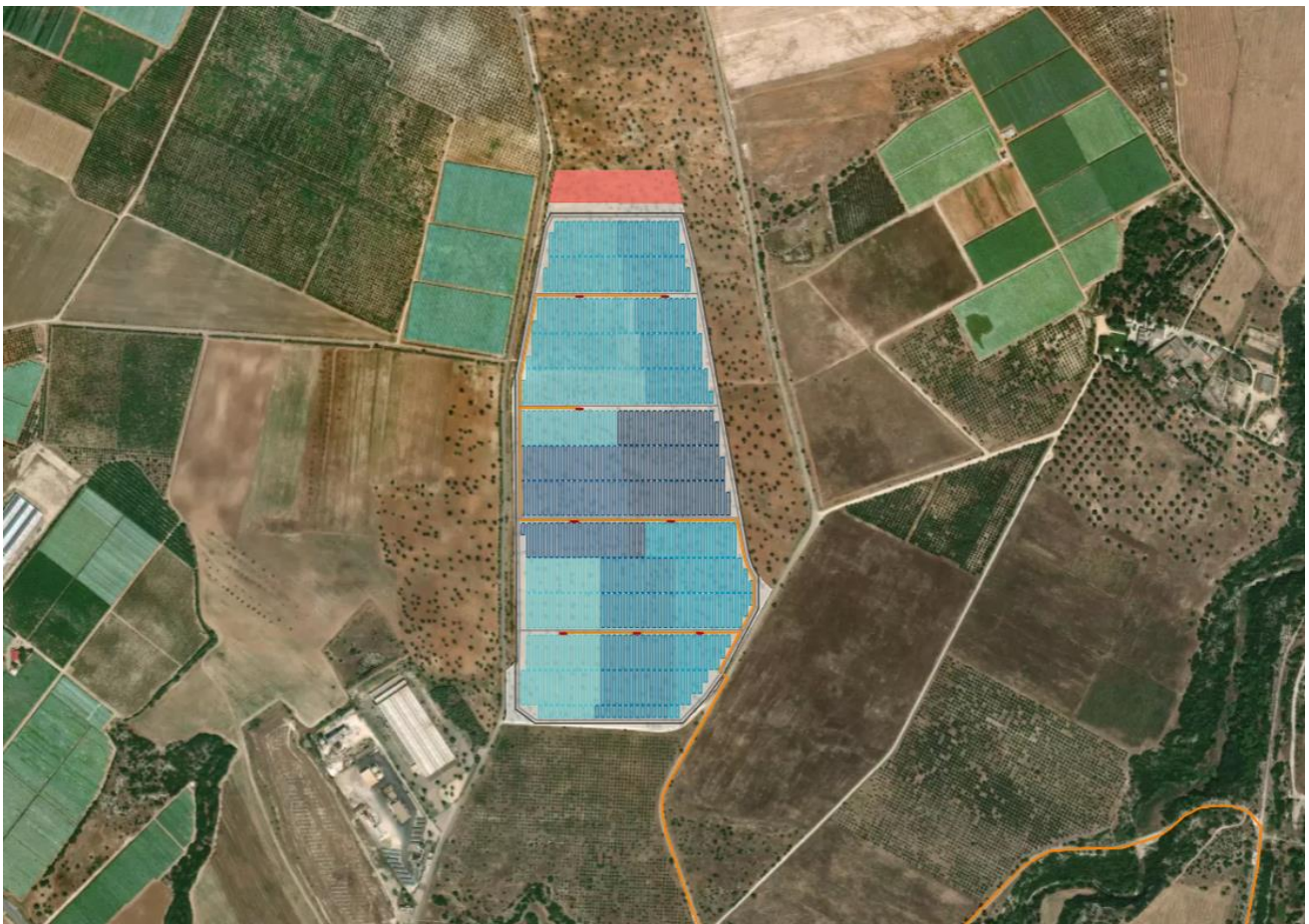


Figura 3-1 Layout su ortofoto

L'area dove viene costruito l'impianto PV è composta da 1 area disponibile, con una superficie totale di 30.54 ha. Nell'immagine viene mostrata 1 area ristretta che corrisponde a quella adibita alla produzione di idrogeno. L'area disponibile finale copre una superficie di 29.44 ha.

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

Tabella 3-2: dimensioni delle aree di progetto

Nome dell'area	Superficie
Area disponibile	
Area 1	30.54 ha
Area ristretta	
Area 1	1.1 ha
Area totale disponibile	29.44 ha

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 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 17.00 %.

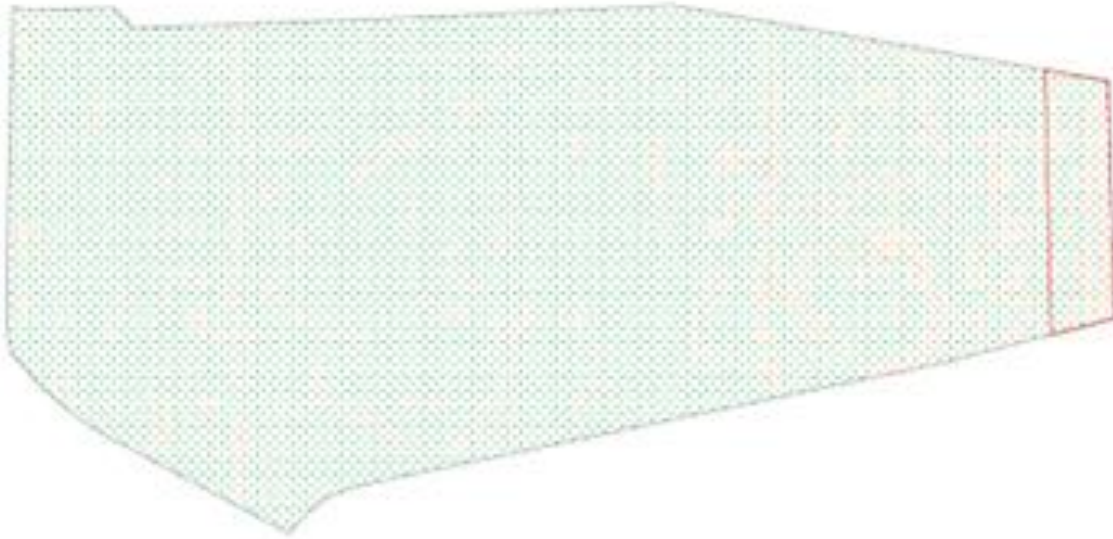


Figura 3-2: andamento delle pendenze nell'area

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'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.

La linea dell'orizzonte ha un'elevazione media di 0.9° ed un'elevazione massima di 2.3°. Durante l'anno, il sole sarà bloccato sulla linea dell'orizzonte per un totale di 105 ore. La fonte dei dati per la linea dell'orizzonte è stato il database PVGIS 5.

Le elevazioni bloccate sull'intero range di azimut sono mostrate nella Figura 3-3.

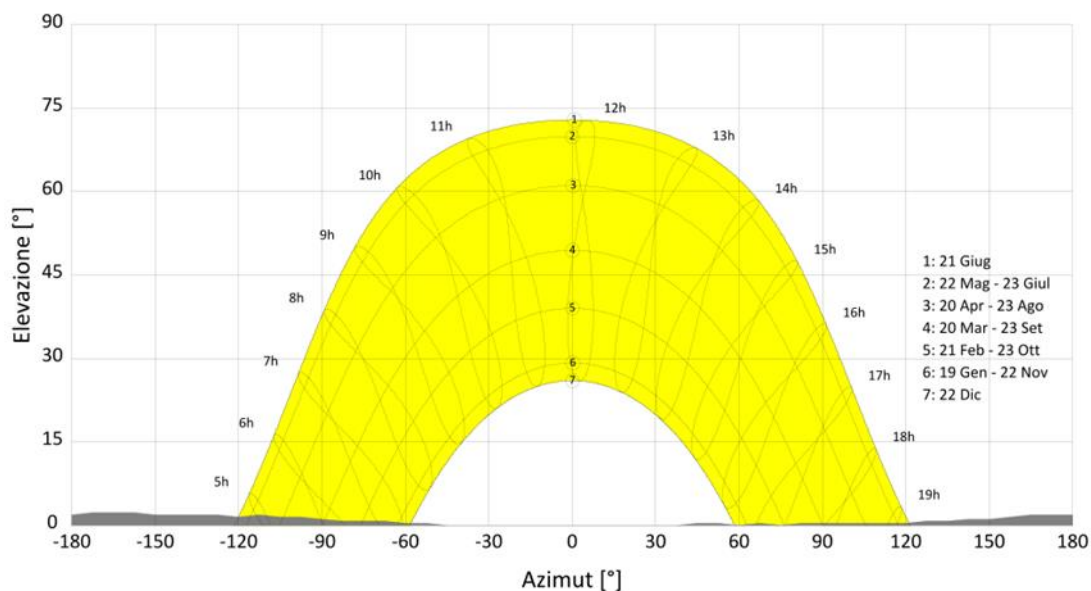


Figura 3-3: Profilo dell'orizzonte

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.

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

- Temperatura minima: -1.5 °C.
- Temperatura massima: 34.33 °C.
- Temperatura media: 16.92 °C.

I risultati dell'analisi delle risorse solari sono mostrati nella Tabella 3-3. Si mostra nella Figura 3-4 un grafico che rappresenta questi risultati

Tabella 3-3: irradiazione solare sul piano orizzontale

Mese	GHI [kWh/m2]	DHI [kWh/m2]	Temperatura
1	61.1	31.2	6.86 °C
2	72.7	34.4	8.92 °C
3	150.8	52.1	12.95 °C
4	160.8	65.1	13.58 °C
5	220.2	70.5	20.08 °C
6	249.4	60.7	25.16 °C
7	230.7	67.9	26.44 °C
8	218.3	58.3	26.51 °C
9	140.2	55.1	22.68 °C
10	103.5	41.5	16.92 °C
11	82.7	28.9	12.62 °C
12	67.5	25.0	9.73 °C
Anno	1758.0	590.7	16.87 °C

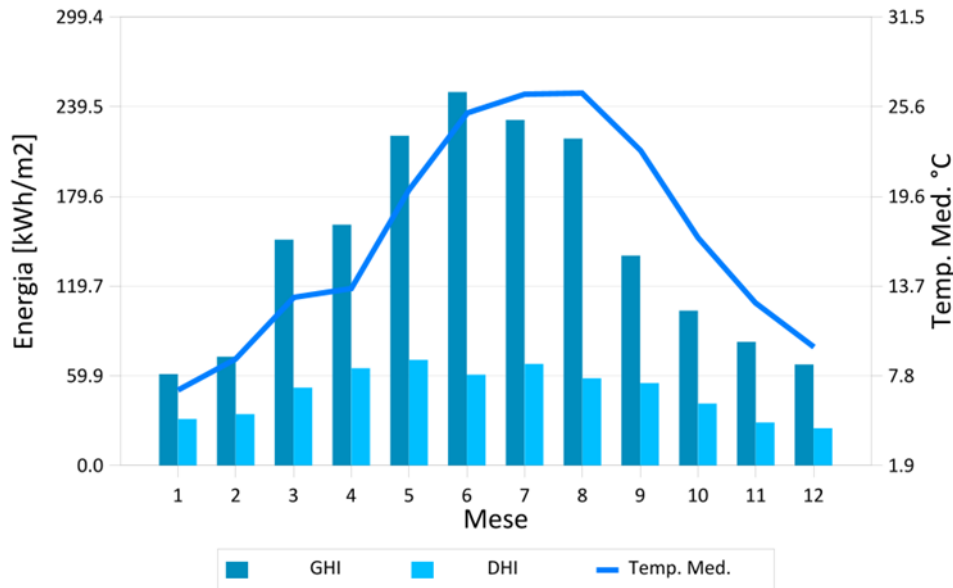


Figura 3-4 Energia incidente sul piano dei collettori

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:

- ✓ Totale perdite standard [%] = $[1 - (1 - a - b) \times (1 - c - d) \times (1 - e) \times (1 - f)] + g$
- ✓ 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, V_{oc} , a -10 °C minore o uguale alla tensione massima di ingresso dell'inverter.

TENSIONE MASSIMA MODULO

Tensione di circuito aperto, V_{oc} , a -10 °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 i relativi inverter posizionati in prossimità dei tracker. Si formeranno così 8 sottocampi che saranno collegati al quadro alta tensione 36 KV posto nella cabina di interfaccia a definire l'intero campo fotovoltaico.

NUMERO MODULI	36.736
NUMERO STRINGHE	1312
NUMERO INVERTER	109
NUMERO TRASFORMATORI E SOTTOCAMPI	8

SOTTOCAMPO 1	
N° pannelli totali	4.732
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 10 stringhe 1 inverter di stringa di 13 stringhe 1 inverter di stringa di 14 stringhe 11 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.170,2
N° di inverter	14
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 2	
N° pannelli totali	4.648
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 10 stringhe 13 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.113,9
N° di inverter	14
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 3÷5	
N° pannelli totali	4.732
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 11 stringhe 1 inverter di stringa di 14 stringhe 12 inverter di stringa di 12 stringhe

Potenza DC (kWp)	3.170,2
N° di inverter	14
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 4	
N° pannelli totali	4.704
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 11 stringhe 1 inverter di stringa di 13 stringhe 12 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.151,5
N° di inverter	14
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 6	
N° pannelli totali	3696
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	11 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	2.476,1
N° di inverter	11
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 7	
N° pannelli totali	4.760
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 10 stringhe 2 inverter di stringa da 14 stringhe 11 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.188,9
N° di inverter	14
Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

SOTTOCAMPO 8	
N° pannelli totali	4.732
N° moduli in serie (stringa)	28
N° stringhe	1 inverter di stringa di 13 stringhe 13 inverter di stringa di 12 stringhe
Potenza DC (kWp)	3.170,2
N° di inverter	14

Tensione alla max potenza @STC (Vmp) [V]	1.161,97
Tensione nominale @STC (Voc) [V]	1.409,84
Corrente massima di uscita inverter @STC (Imax) [A]	155,2
Corrente massima in ingresso inverter @STC (Imax)	100

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 BT/AT.

Moduli fotovoltaici

Il modulo fotovoltaico selezionato è il modello Bifacciale BiHiKu7 CS7N 670 MB-AG, prodotto da Canadian Solar. Ha una potenza picco di 670.0 W, e la tecnologia delle celle è Si-mono.

Le caratteristiche dei moduli fotovoltaici scelti sono mostrate in Tabella 5-1

Il modulo ha un fattore di bifaccialità di 70%.

Tabella 5-1: caratteristiche tecniche modulo fotovoltaico

Caratteristiche principali	
Modello	BiHiKu7 CS7N 670 MB-AG
Produttore	Canadian solar
Tecnologia	Si-mono
Tipo di modulo	Bifacciale
Massima tensione	1500 V
Standard test conditions (STC)	
Potenza picco	670.0 W
Efficienza	21,6 %
Voltaggio MPP	38,7 V
Corrente MPP	17.32 A
Tensione a vuoto	45,8 V
Corrente di cortocircuito	18,55 A
Coefficienti di temperatura	
Coefficiente di potenza (Pmax)	-0.340%/°C
Coefficiente di voltaggio (Voc)	-0.260 %/°C
Coefficiente di corrente (Isc)	0.05 %/°C
Caratteristiche meccaniche	
Lunghezza	2384.0 mm
Larghezza	1303.0 mm
Spessore	35.0 mm
Peso	37,9 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. Un esempio di un inseguitore monoassiale è mostrato nella Figura 5-1



Figura 5-1: 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. Le principali caratteristiche del sistema di localizzazione sono riassunte nella tabella seguente:

Caratteristiche dell'inseguitore monoassiale	
Modello	SF7 Bi-facial ver. 2
Produttore	Soltec
Tecnologia	Single-row
Configurazione	2V
Angoli limite d'inseguimento	+60 / -60 °
Distanza tra le file (pitch distance)	9.5 m
Altezza del punto più basso	0.5 m
Progettati per moduli	BIFACIAL
Distanza addizionale per il motore	481.0 mm
Distanza addizionale per travi di torsione	150.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione assiale	29.0 mm
Distanza tra i moduli in direzione pitch	0.0 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.



Figura 5-2: Esempio di inverter di stringa

Tabella 5-2: caratteristiche dell'inverter

Caratteristiche dell'inverter	
Caratteristiche principali	
Modello	SUN2000-215KTL-H3
Tipo	STRING
Produttore	Huawei Technologies
Massima efficienza di conversione da DC ad AC	≥98.93 %
Ingresso (DC)	
Gamma di tensione di ricerca MPPT	500 - 1500 V
Tensione massima di ingresso	1500 V
Uscita (AC)	
Potenza nominale	200.0 kW
Max Potenza apparente	215.0 kVA
Max Potenza (cosΦ=1)	215.0 kW
Tensione in uscita	800 V
Frequenza in uscita	50 Hz

Tabella 5-3: configurazione inverter

Inverters	Quantità	Ingressi DC	Potenza DC	DC/AC ratio
SUN2000-215KTL-H3 (215 kWac)	95	12 stringhe	225 kW	1.047
SUN2000-215KTL-H3 (215 kWac)	5	14 stringhe	263 kW	1.222
SUN2000-215KTL-H3 (215 kWac)	3	10 stringhe	188 kW	0.873
SUN2000-215KTL-H3 (215 kWac)	3	11 stringhe	206 kW	0.960
SUN2000-215KTL-H3 (215 kWac)	3	13 stringhe	244 kW	1.134

Trasformatore

Il trasformatore di potenza aumenta la tensione in uscita AC dell'inverter per ottenere una maggiore efficienza di trasmissione nelle linee elettriche dell'impianto fotovoltaico. Si mostra nella Figura 5-3 un esempio del trasformatore di potenza



Figura 5-3: esempio di trasformatore di potenza

Tabella 5-4: caratteristiche del trasformatore di potenza

Caratteristiche del trasformatore di potenza	
Potenza nominale	3150.0 kVA
Rapporto di trasformazione	0.8/36.0kV
Sistema di raffreddamento	ONAN
Commutatore	2.5%, 5%, 7.5%, 10%
Corto circuito (Xcc)	0.08

Cabina di trasformazione

All'interno del campo fotovoltaico saranno installate delle cabine di trasformazione BT/AT composte da un box container di dimensioni 12,29 L x 3,10 H x 2,48 P m, ospitanti tutti gli apparati di gestione dell'energia proveniente dal generatore fotovoltaico. In totale sono previste 8 stazioni di trasformazione e ciascuna di esse va a definire un sottocampo. Di seguito si riportano i principali componenti del box container stazione di trasformazione:

1. Trasformatore BT/AT per l'elevazione della tensione nominale da 800V, valore disponibile all'uscita degli inverter, a 36.000V, valore al quale verrà evacuata l'energia dal campo fotovoltaico verso la stazione utente. Si prevede l'installazione di trasformatori di taglia pari a 3150KVA;
2. Quadro di Alta tensione, che prevede la presenza della protezione e dei servizi ausiliari, in particolare delle linee provenienti dal sottocampo di riferimento e dalle altre stazioni di trasformazione a formare la rete AT del campo.
3. Quadro elettrico generale di bassa tensione, lato c.a. a protezione dell'impianto fotovoltaico, con tensione non superiore a 1000 V in c.a. e 1500 V in c.c., Norma CEI EN 61439, completo di interruttore generale di protezione, misure, partenze linee ad inverter in campo ed eventuali riserve.

Tabella 5-5: caratteristiche della cabina di trasformazione

Caratteristiche della cabina di trasformazione	
Numero di trasformatori	8
Rapporto di trasformazione	0.8/36.0kV
Servizio	Indoors

Tabella 5-6: cabine di trasformazione

Cabina di trasformazione	Num. Inverters	Potenza AC	Potenza DC	Rapporto DC/AC
2	14	3.01 MW	3.17 MW	1.053
1	14	3.01 MW	3.114 MW	1.035
1	11	2.365 MW	2.476 MW	1.047
1	14	3.01 MW	3.17 MW	1.053
1	14	3.01 MW	3.17 MW	1.053
1	14	3.01 MW	3.189 MW	1.060
1	14	3.01 MW	3.152 MW	1.047

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;
- Tipo H1Z2Z2-K (cavi solari c.c.) o FG16 (cavi di potenza a.c.).

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.

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 2% per il lato DC, e 4% per i cavi AC della rete di AT.

Un cavo di terra di sezione minima 35 mm² viene usato per le trincee di bassa e alta tensione, mentre un cavo di terra di sezione minima 50 mm² viene usato per le cabine di trasformazione.

Nella tabella 5-7 si mostra un riassunto delle sezioni dei cavi selezionati e il loro metodo d'installazione.

Tabella 5-7

Sezione	Materiale conduttore	Materiale isolante	Tipo d'installazione
Stringhe - Inverter			
6 mm ²	Cu	LSOH	Soggetti a struttura
Inverter – CT AT/BT			
150 mm ²	Cu	EPR	Interrata in trincee
185 mm ²	Cu	EPR	Interrata in trincee
CT AT/BT– C.interfaccia di AT			
150 mm ²	Cu	EPR	Interrata in trincee
300 mm ²	Cu	EPR	Interrata in trincee
Cabina 36kV H₂ – C.Interfaccia di AT			
120 mm ²	Cu	EPR	Interrata in trincee
Cabina 36kV H₂ - Cabina Idrogeno 20KV			
120 mm ²	Al	XLPE	Interrata in trincee
C.interfaccia AT - RTN			
500 mm ²	Cu	EPR	Interrata elettrodotto

I cavi a BT dagli inverter di stringa alle Cabine di Trasformazione AT/BT sono stati direttamente interrati in trincee. Le trincee possono includere varie file di cavi a bassa tensione o alta tensione.

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 "-"

Tutti i cavi, ad eccezione dei cavi stringa (collegamento moduli inverter), saranno posati in trincea, direttamente interrati senza l'ausilio di cavidotti o protezioni meccaniche. In tal caso ci saranno diverse profondità di posa dei cavi ovvero, l'illuminazione perimetrale, sarà posata a 50 cm dal piano campagna; i cavi di bassa tensione a 80 cm; i cavi di media tensione

a 100 cm e quelli di alta tensione a 120 cm min. (estradosso della protezione meccanica). Tutti i cavi saranno opportunamente segnalati mediante la posa di nastro ad una distanza di circa 30 cm dal piano campagna.

Fanno eccezione alla posa direttamente interrata, i soli cavi stringa che collegano ciascuna stringa all'inverter di riferimento, che saranno posati fuori terra, in cavidotto corrugato o piccola passerella in acciaio zincato.

I cavi AT che vanno dalla cabina di interfaccia fino alla stazione RTN saranno interrati in elettrodotta. Tale elettrodotta dopo un breve tratto in cui vi sarà posato solo il cavo AT 36kV, si inserirà in uno scavo preesistente in cui è posato un cavo MT da 15kV proveniente da un altro impianto FV e da qui proseguirà in parallelo ad esso fino alla stazione Terna. Le direttive per il rispetto tra le distanze di posa minime sono state rispettate in fase di progetto come da CEI 11-27.

Sezione produzione idrogeno

L'impianto fotovoltaico in oggetto alimenterà in solo autoconsumo un impianto di produzione di idrogeno della potenza complessiva di 4,5 MW.

Dalla cabina di interfaccia 36KV diparte una linea dedicata all'impianto idrogeno, che si attesterà alla Cabina Idrogeno 36KV dove sarà predisposto 1 interruttore a protezione della linea per una lunghezza di circa 1km.

La suddetta cabina sarà del tipo prefabbricata di dim. pari a 3,00 x 4 x 3,10 m con interruttore a 36 KV da cui partirà la linea in cavo che si attesterà al trasformatore in olio 36/20kV da 4,5 MVA.

In uscita dal trasformatore partirà il cavidotto 20KV che alimenterà la "CABINA IDROGENO 20 kV" al cui interno sarà installato il quadro generale MT a 20 kV.

La cabina Idrogeno 20 kV sarà un locale prefabbricato in cemento armato vibrato (CAV) di dimensioni ~6,06x 2,44 x 2,95 m; al suo interno il quadro generale MT sarà composto dagli scomparti:

- Interruttore generale linea arrivo dal trasformatore 4,5 MVA;
- n°2 interruttori linee MT 20kv per le N° 2 Vasche Elettrolizzatori, ognuno della potenza di 2 Mw cadauna;
- n°1 scomparto misure;
- n°1 interruttore per il trasformatore servizi ausiliari da 400 kVA (TRAUX) - 20 kV/400/230V dedicato all'alimentazione mediante un quadro BT del compressore e delle utenze per la sola produzione dell'idrogeno e relativi servizi ausiliari UPS.

Cabine

La cabina di trasformazione BT/AT sarà costituita da:

un box prefabbricato in CAV di dimensioni pari a: 12,29m*3,10m*2,48m divisa in 4 scomparti:

- quadro di bassa tensione in locale dedicato in prefabbricato in CAV;
- un trasformatore elevatore 800 V/36 kV;
- un trasformatore elevatore 800 V/36 kV (predisposizione);
- locale scomparti 36kV in un manufatto in cemento armato vibrato (CAV).

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.).

La cabina di interfaccia a 36 kV, secondo la guida tecnica A68 di Terna alla quale si attesterà l'elettrodotta per la connessione alla RTN sarà costituita da una cabina prefabbricata in CAV di dimensioni circa ml 16,450 x 4,00 x 3,00 dove saranno installati tutti gli scomparti a 36kV come da schema elettrico unifilare e in sintesi di seguito:

- n°1 interruttore in scomparto "arrivo elettrodotta in cavo da RTN", che sarà provvisto con le protezioni elettriche tarate contro i guasti esterni verso la RTN previste e in conformità alle connessioni Terna di tipo 2 (produzione energia fotovoltaica);
- n° 2 interruttori partenze linee a 36 KV per le n° 2 linee in entra-esce per i rispettivi sottocampi fotovoltaici, con

tutte le protezioni elettriche tarate contro i guasti interni all'impianto fotovoltaico;

- n°1 interruttore TV misure;
- n° 1 interruttore per reattore shunt di compensazione previsto dalla guida A68 REV. 04;
- n°1 interruttore per il trasformatore per i servizi ausiliari da 100 KVA, dedicato all'alimentazione di tutti i servizi ausiliari e a impianti correlati necessari al funzionamento dell'impianto fotovoltaico oltre tutti gli apparati necessari alla gestione del sistema.

La Control Room, ovvero il locale all'interno del quale saranno collocati il quadro generale dei servizi ausiliari, l'armadio rack con i principali apparati ausiliari che consentono la corretta gestione ed esercizio dell'impianto (trasmissione dati, telelettura, misure energia, ecc.), tutte le suddette apparecchiature e relative protezioni elettriche e tarature saranno in conformità alle connessioni Terna di tipo 2, le misure e teleletture in conformità dalla legislazione tecnica vigente.