

**IMPIANTO FOTOVOLTAICO A TERRA COLLEGATO ALLA RTN
POTENZA NOMINALE 25,7 MWp
Località "Podere Fredella" – Comune di Foggia (FG)**

PROPONENTE:

TEP RENEWABLES (FOGGIA 6 PV) S.R.L.
Corso Vercelli, 27 – 20144 Milano
P. IVA e C.F. 11621270963 – REA MI - 2615131

PROGETTISTA:

ING. GIULIA GIOMBINI
Iscritta all'Ordine degli Ingegneri della Provincia di Viterbo
al n. A1009

PROGETTO DEFINITIVO IMPIANTO FOTOVOLTAICO
(art. 23 del D. Lgs 152/2006 e ss. mm. ii)

Relazione tecnica del progetto

Cod. Documento	Data	Tipo revisione	Redatto	Verificato	Approvato
B35_FG_PD_R02_Rev0_Relazion e tecnica del progetto.docx	06/2021	Prima emissione	B.B., B.A.	G.G.	G.Giombini

INDICE

1.	PREMESSA	3
2.	DATI GENERALI DEL PROGETTO.....	4
3.	STATO DI FATTO	5
3.1	LOCALIZZAZIONE IMPIANTO.....	5
3.1.1	ELENCO DETTAGLIATO DELLE OPERE DA REALIZZARE E LORO UBICAZIONE	7
3.2	IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI:.....	7
4.	DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ:.....	8
5.	CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI	10
6.	NORMATIVA DI RIFERIMENTO.....	11
7.	CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI.....	18
8.	IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO	19
8.1	POTENZA NOMINALE.....	19
8.2	MODULI FOTOVOLTAICI	19
8.3	GENERATORE IN CORRENTE COTINUA.....	19
8.4	CONFIGURAZIONI STRINGHE FOTOVOLTAICHE	19
8.5	CONVERSIONE STATISTICA CC/CA – CABINA ELETTRICA DI CONVERSIONE	20
8.6	QUADRI ELETTRICI	21
8.7	CABINE DI TRASFORMAZIONE.....	22
8.8	PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA.....	23
8.9	CARATTERISTICHE PRINCIPALI PER I QUADRI ELETTRICI	23
8.10	CAVI ELETTRICI.....	24
8.11	MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA.....	25
8.12	PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI	25
8.13	PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI	25
8.14	PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTI	25
9.	IMPIANTO DI MESSA A TERRA	26
9.1	PERDITE DI RADIAZIONE PER OMBREGGIAMENTI	26
9.2	STIMA DEL RENDIMENTO ENERGETICO DELL’IMPIANTO	26
9.3	STIMA DELLA PRODUZIONE ENERGETICA DELL’IMPIANTO.....	27
10.	VERIFICHE TECNICO –FUNZIONALI (COLLAUDO)	36

1. PREMESSA

TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l. è una società italiana del Gruppo TEP Renewables. Il gruppo, con sede legale in Gran Bretagna, ha uffici operativi in Italia, Cipro e USA. Le attività principali del gruppo sono lo sviluppo, la progettazione e la realizzazione di impianti di medie e grandi dimensioni per la produzione di energia da fonti rinnovabili in Europa e nelle Americhe, operando in proprio e su mandato di investitori istituzionali.

La filiale italiana del gruppo, TEP Renewables (Italia) Srl, è stata costituita nel marzo del 2019 per poter contribuire, con la propria esperienza e capacità realizzativa, allo sviluppo del settore delle energie rinnovabili in un mercato importante come quello italiano.

TEP Renewables è “Advanced Partner” di Enel Green Power S.p.a. (di seguito EGP), il più grande player mondiale privato nel settore delle rinnovabili con oltre 43 GW di capacità rinnovabile gestita.

Per la costruzione dei nuovi impianti da fonti rinnovabili, EGP ha sottoscritto accordi di co-sviluppo con primari operatori di settore, quali TEP, che prevedono la progettazione e l’ottenimento delle autorizzazioni necessarie per la costruzione, l’avviamento e la gestione di impianti di fonti rinnovabili da parte del partner ingegneristico.

Il progetto in questione, che prevede la realizzazione, attraverso la società di scopo TEP Renewables Foggia 6 PV S.r.l., di un impianto solare fotovoltaico nel comune di Foggia di potenza pari a 25.7 MWp su un’area di circa 71ha complessivi e una superficie recintata dedicata all’impianto di 36,4 ha, si inserisce quindi nella strategia di decarbonizzazione perseguita da EGP ed in particolare della decarbonizzazione della Puglia attraverso la chiusura, entro il 2025, delle unità alimentate a carbone della centrale di Cerano (BR), la loro trasformazione in unità alimentate a gas naturale e la parziale sostituzione della capacità dismessa con unità da installare sul territorio regionale alimentate da fonti rinnovabili.

Il progetto nel suo complesso ha contenuti economico-sociali importanti e tutti i potenziali impatti sono stati sottoposti a mitigazione.

Il progetto sarà eseguito in regime “agrivoltaico”, mediante la produzione di energia elettrica “zero emission” da fonti rinnovabili attraverso un sistema integrato con l’attività agricola, garantendo un modello eco-sostenibile che produce contemporaneamente energia pulita e prodotti sani da agricoltura biologica.

La tecnologia impiantistica prevede l’installazione di moduli fotovoltaici bifacciali che saranno installati su strutture mobili sospese (tracker) di tipo mono-assiale mediante palo infisso nel terreno. I pali di sostegno sono distanti tra loro 9,5 metri per consentire la coltivazione e garantire la giusta illuminazione al terreno, mentre i pannelli sono distribuiti in maniera da limitare al massimo l’ombreggiamento.

I terreni continueranno ad essere coltivati con rotazione di colture orticole, tra cui una specie antica di melone recentemente recuperata dagli agricoltori locali.

La connessione dell’impianto avverrà tramite cavo interrato in MT lungo viabilità pubblica, il percorso della connessione sarà di circa 11 Km. Il punto di allaccio sarà la sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di Foggia.

2. DATI GENERALI DEL PROGETTO

Nella Tabella 1.1 sono riepilogate in forma sintetica le principali caratteristiche tecniche dell'impianto di progetto.

Tabella 2.1: Dati di progetto

ITEM	DESCRIZIONE
Richiedente	TEP RENEWABLES (Foggia 6 PV) S.R.L.
Luogo di installazione:	Foggia (FG) "Podere Fredella"
Denominazione impianto:	FOGGIA 6
Dati catastali area di progetto:	Foglio 9: part.14, 86, 119, 144, 145, 146, 301, 302, 538, 692, 693, 849
Potenza di picco (MW _p):	25.705 MWp
Informazioni generali del sito:	Sito ben raggiungibile, caratterizzato da strade esistenti, idonee alle esigenze legate alla realizzazione dell'impianto e di facile accesso. La morfologia è piuttosto regolare.
Connessione:	Interfacciamento alla rete mediante soggetto privato nel rispetto delle norme CEI
Tipo strutture di sostegno:	Strutture metalliche in acciaio zincato tipo Tracker fissate a terra su pali
Inclinazione piano dei moduli:	+55° - 55°
Azimuth di installazione:	0°
Caratterizzazione urbanistico vincolistica:	Il PRG del Comune di Foggia colloca l'area di intervento in zona E1/area agricola
Cabine PS:	n. 11 distribuite in campo
Posizione cabina elettrica di connessione e distribuzione:	n. 1 cabina MT interna al campo FV e n.1 cabina MT/AT da 30 kV in prossimità della SE Foggia 380 kV
Rete di collegamento:	Elettrodotto Media tensione 30 kV fino alla SE in prossimità di Foggia e collegamento in antenna alla SE 150/380 KV
Coordinate:	41°33'22.19"N 15°37'1.50"E Altitudine media 47 m s.l.m.

3. STATO DI FATTO

3.1 LOCALIZZAZIONE IMPIANTO

L'area di intervento è sita nell'agro di Foggia in località "Podere Fredella" in un terreno compreso tra la SP26 e la SP74.

L'area di intervento risulta essere pari a circa 71 ha, di cui circa 36,4 ha recintati per l'installazione dell'impianto.

Tali aree, nel vigente strumento urbanistico, sono destinate attualmente a zone di uso agricolo (zone E) come da CDU n. 108377 del 08/10/2020.

La connessione dell'impianto avverrà tramite cavo interrato in MT lungo viabilità pubblica, il percorso della connessione sarà di circa 11 Km. Il punto di allaccio sarà la sottostazione di trasformazione della RTN 380/150 kV di Foggia. Infatti, parte del tracciato del cavidotto e il punto di trasformazione e consegna ricadono in Comune di Foggia.



Figura 1.1: Localizzazione dell'area di intervento, in giallo l'area contrattualizzata in rosso la recinzione dell'impianto, in viola la linea di connessione

Le aree scelte per l'installazione del Progetto Fotovoltaico sono interamente contenute all'interno di aree di proprietà privata Rif. "Inquadramento_catastale impianto" su cui TEP Renewables (Foggia 6 PV) S.r.l. ha la titolarità attraverso regolari contratti di diritti di superficie.

L'area deputata all'installazione dell'impianto fotovoltaico in oggetto risulta essere adatta allo scopo presentando una buona esposizione ed è facilmente raggiungibile ed accessibile attraverso le vie di comunicazione esistenti.

Attraverso la valutazione delle ombre si è cercato minimizzare e ove possibile eliminare l'effetto di ombreggiamento, così da garantire una perdita pressoché nulla del rendimento annuo in termini di produttività dell'impianto fotovoltaico in oggetto.

Il layout d'impianto è stato sviluppato secondo le seguenti linee guida:

- rispetto dei confini dei siti disponibili;
- posizione delle strutture di sostegno con geometria a matrice in modo da ridurre i tempi di esecuzione;
- disposizione dei moduli fotovoltaici sulle strutture di sostegno in 2 file verticali;
- interfilare tra le schiere calcolate al fine di evitare fenomeni di ombreggiamento;
- numero di cabine pari al numero di sottocampi per normalizzare l'allestimento;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ai locali tecnici;
- zona di rispetto per l'ombreggiamento dovuto ostacoli esistenti;
- zona di rispetto dai canali di raccolta acque.

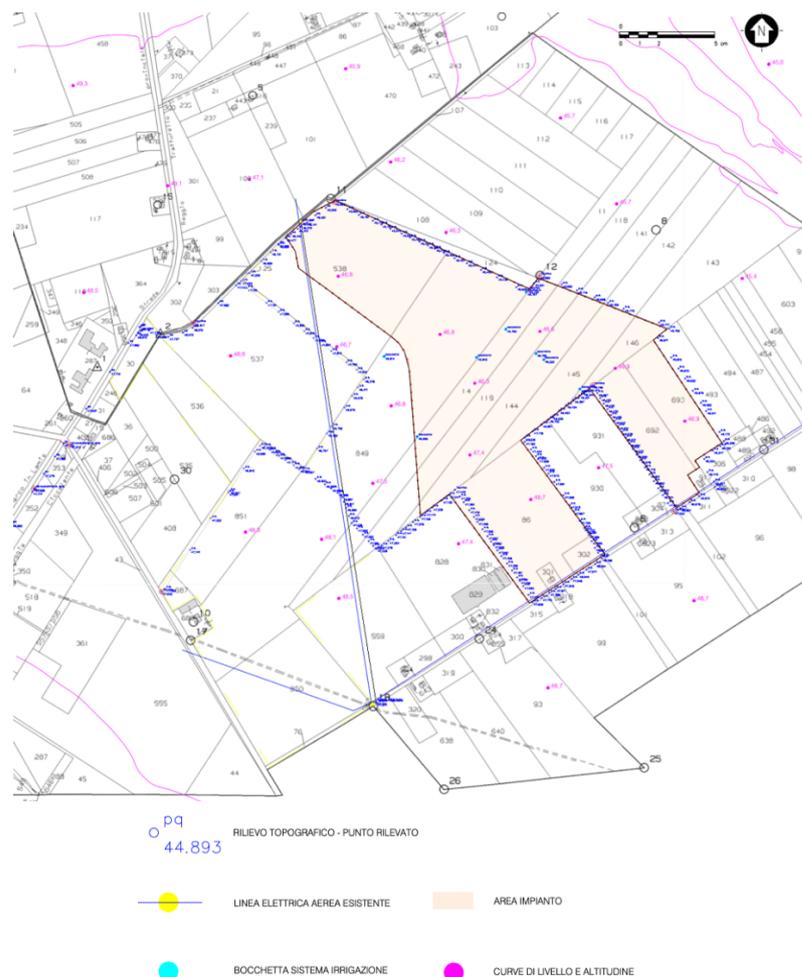


Figura 2.2: Stato di fatto dell'area di progetto

3.1.1 ELENCO DETTAGLIATO DELLE OPERE DA REALIZZARE E LORO UBICAZIONE

- 1) **L'impianto Fotovoltaico**, identificato catastalmente Foglio 9: particella 14, 86, 119, 144, 145, 146, 301, 302, 538, 692, 693, 849
- 2) **L'Elettrodotto interrato MT da 30 KV** costituito da 2 terne di n.3 conduttori in Alluminio di sezione 630mm² e identificato su viabilità pubblica.
- 3) **La stazione di utenza e le opere di Rete e lo stallo MT/AT** saranno previste su una area di circa 4000 m² ubicata nel Comune di Foggia (FG). L'area è identificata catastalmente al foglio n. 51 p.IIa n.75. il collegamento alla RTN prevede la realizzazione di una stazione MT/AT di utenza (Stallo) per elevare la tensione di impianto al livello di 150 kV. Tale Stazione sarà realizzata in condominio con le Ditte TEP Renewables (Foggia 2 PV) S.r.l. e TEP Renewables (Foggia 4 PV) S.r.l
- 4) **Il successivo collegamento alla stazione di rete 380/150 kV di Foggia di proprietà di Terna S.p.A.** Il collegamento avverrà con la sezione a 150 kV della stazione esistente a 380/150 kV di Foggia.

3.2 IRRAGGIAMENTO SUL PIANO DEI MODULI:

La valutazione della risorsa solare disponibile è stata effettuata utilizzando il database Meteonorm 7.3. PV Syst si basa sull'utilizzo di un database di radiazione solare ricavato da dati climatologici normalizzati. L'algoritmo del modello stima l'irradiazione/irradiazione globale (diretta, diffusa e riflessa), in assenza ed in presenza di fenomeni meteorologici reali (pioggia, nebbia, nuvole, etc...), su superficie orizzontali o inclinate.

L'irradiazione giornaliera totale (Wh/m²) è calcolata attraverso l'integrazione dei valori dell'irradiazione calcolata ad intervalli regolari di tempo durante l'arco della giornata, e considerando l'ombreggiamento causato dai rilievi locali (colline e montagne) prendendo come riferimento la località che dispone dei dati storici di radiazione solare nelle immediate vicinanze dal Podere Fredella.

4. DIMENSIONAMENTO E PRODUCIBILITÀ:

Ai fini della valutazione della producibilità di un impianto fotovoltaico, bisogna sottolineare che tale dato è soggetto a perdite di diversa natura che è necessario considerare ai fini della produzione complessiva. Tali perdite sono riassumibili nelle seguenti categorie:

- perdite per riflessione, generate da una quota parte di radiazione luminosa riflessa dal vetro posto a protezione delle celle; la riflessione riduce quindi la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica. Sulla base dell'esperienza, tale perdita in percentuale varia fra il 1 ed il 3%;
- perdite per ombreggiamento, sia prodotte da ostacoli esterni (costruzioni e vegetazione) sia prodotte dalle file di moduli del campo poste in successione. Anche l'ombreggiamento riduce la potenza radiante effettivamente captata dai moduli ed utilizzata per la conversione fotovoltaica;
- perdite per sporcamento, sono dovute a depositi di pulviscolo e calcare sulle superfici captanti e sono dipendenti, dunque, dal sito di installazione, dalle condizioni meteorologiche e dall'inclinazione dei moduli stessi. Per moduli fotovoltaici disposti con un'inclinazione superiore a 20° ed installati in siti ubicati in aree normali, come per il sito considerato, tali perdite possono essere dell'ordine dell'1%;
- riduzione di potenza dovuta allo scostamento delle condizioni reali di funzionamento dei moduli fotovoltaici dalle condizioni STC ("Standard Test Conditions"):
1.000 W/m² per l'irraggiamento solare, 1.5 per l'Air Mass, 25 °C per la temperatura dei moduli). L'incremento della temperatura delle celle, evento normale durante il ciclo di funzionamento, ha come effetto una perdita di potenza generabile dal modulo: la tensione delle celle decresce con l'aumentare della temperatura, mentre non si registrano variazioni significative della corrente. L'ammontare di tali perdite varia tra il 4% ed il 7%.
- perdite di potenza per mismatching, causate dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche elettriche non perfettamente identiche. La disomogeneità del comportamento elettrico delle celle è causata sia dal processo di produzione industriale che dalle differenti condizioni operative (temperatura ed irraggiamento). In un sistema con moduli in serie, il valore della corrente di stringa è limitato dal modulo che eroga la corrente più bassa; in un sistema con moduli in parallelo, la tensione di stringa è limitata dal modulo che eroga la tensione più bassa. Un valore attendibile per questo tipo di perdite può variare fra il 2% ed il 3%. Si sottolinea che tali perdite potrebbero essere ridotte in fase di installazione andando a collegare moduli in serie con caratteristiche elettriche simili fra loro, sulla base del flash report dei moduli fotovoltaici fornito dal costruttore degli stessi e che si raccomanda di richiedere
- perdite di potenza lungo le tratte in CC, causate dalla dissipazione di energia elettrica in calore per effetto Joule nei cavi, sui diodi di blocco e sulle resistenze di contatto degli interruttori. Tali perdite dipendono dalla lunghezza dei cavi e dalla sezione. È bene, in fase progettuale, limitare tali perdite fra il 2 ed il 3%, compatibilmente con valutazioni di carattere economico (costo dei cavi);
- perdite di potenza nel sistema di conversione, sono dovute all'efficienza dell'inverter ed alle perdite del trasformatore. Tali perdite possono essere stimate intorno al 3%

- Perdite per livello di irraggiamento, dovute alle ore di inattività dell'inverter che si originano per irraggiamento troppo basso sul piano dei moduli, ad esempio alle prime ore del mattino, alla sera o in momenti di nuvolosità particolarmente intensa, quando l'energia irraggiata sul piano dei moduli genera un voltaggio troppo basso e non compreso nel range di funzionamento dell'apparato di conversione. Tali perdite variano fra il 2 ed il 5% in base anche alla latitudine del sito.

Il calcolo della producibilità dell'impianto, suddiviso nei suoi campi, è stato effettuato partendo dai dati climatici di irraggiamento e temperatura ambiente forniti dal data base PVGIS. Si riporta a seguire una tabella riassuntiva con i dati di irraggiamento, producibilità e performance, estrapolata dal report fornito dal software PVSyst 7.2.2. Le ultime pagine di questa relazione tecnica riportano il report completo.

5. CRITERI ADOTTATI PER LE SCELTE PROGETTUALI

Al presente progetto definitivo si giunge dopo l'effettuazione di verifiche progettuali inerenti alla fattibilità dell'intervento dal punto di vista tecnico-economico. I criteri seguiti per la progettazione dell'impianto e delle strutture sono in linea con gli usuali criteri di buona tecnica e di regola dell'arte applicati conformemente alle normative obbligatorie vigenti.

In particolare, la progettazione è stata elaborata conformemente alle disposizioni del D.M. 5-5-2011 e s.m.i. "Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387." come integrate dalle deliberazioni dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

6. NORMATIVA DI RIFERIMENTO

La legislazione e normativa nazionale cui si fa riferimento nel progetto è rappresentata da:

Leggi e decreti

Direttiva Macchine 2006/42/CE - “Nuove Norme Tecniche per le Costruzioni” indicate dal DM del 14 gennaio 2008, pubblicate sulla Gazzetta ufficiale n° 29 del 4/2/2008 - Suppl. Ordinario n. 30, integrate dalle “Istruzioni per l’applicazione delle Norme NTC” di cui al DM 14/01/2008, Circolare del 02/02/2009 n.617, Pubblicate nella Gazzetta Ufficiale n. 47 del 26 febbraio 2009 – Suppl. Ordinario n. 27

Eurocodici

UNI EN 1991 (serie) Eurocodice 1 – Azioni sulle strutture.

UNI EN 1993 (serie) Eurocodice 3 – Progettazione delle strutture di acciaio.

UNI EN 1994 (serie) Eurocodice 4 – Progettazione delle strutture composte acciaio-calcestruzzo.

UNI EN 1997 (serie) Eurocodice 7 – Progettazione geotecnica.

UNI EN 1998 (serie) Eurocodice 8 – Progettazione delle strutture per la resistenza sismica.

UNI EN 1999 (serie) Eurocodice 9 – Progettazione delle strutture di alluminio.

Altri documenti

Esistono inoltre documenti (Istruzioni CNR) che non hanno valore di normativa, anche se in qualche caso i decreti ministeriali fanno espressamente riferimento ad essi:

CNR 10022/84 Costruzioni di profilati di acciaio formati a freddo;

CNR 10011/97 Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione;

CNR 10024/86 Analisi mediante elaboratore: impostazione e redazione delle relazioni di calcolo.

CNR-DT 207/2008, "Istruzioni per la valutazione delle azioni e degli effetti del vento sulle costruzioni".

Eventuali normative non elencate, se mandatario per la progettazione del sistema possono essere referenziate.

In caso di conflitto tra normative e leggi applicabili, il seguente ordine di priorità dovrà essere rispettato:

Leggi e regolamenti italiani;

Leggi e regolamenti comunitari (EU);

Documento in oggetto;

Specifiche di società (ove applicabili);

Normative internazionali.

Legislazione e normativa nazionale in ambito Civile e Strutturale

Decreto Ministeriale Infrastrutture 14 gennaio 2008 “Nuove Norme tecniche per le costruzioni”;
Circ. Min. Infrastrutture e Trasporti 2 febbraio 2009, n. 617 “Istruzioni per l’applicazione norme tecniche per le costruzioni”;

Legge 5.11.1971 N° 1086 - (norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica);

CNR-UNI 10021- 85 - (Strutture di acciaio per apparecchi di sollevamento. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione).

Legislazione e normativa nazionale in ambito Elettrico

D. Lgs. 9 Aprile 2008 n. 81 e s.m.i..

(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 EN 50110-1 (Esercizio degli impianti elettrici)

CEI 11-27 (Lavori su impianti elettrici)

CEI 0-10 (Guida alla manutenzione degli impianti elettrici)

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

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 UNI EN ISO/IEC 17025:2008 Requisiti generali per la competenza dei laboratori di prova e di taratura

CEI 0-2 Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici

CEI EN 60445 (CEI 16-2) Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità dei conduttori

Sicurezza elettrica

CEI 0-16 Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica

CEI 11-27 Lavori su impianti elettrici

CEI 64-8 Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua

CEI 64-8/7 (Sez.712) - Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua - Parte 7: Ambienti ed applicazioni particolari

CEI 64-12 Guida per l'esecuzione dell'impianto di terra negli edifici per uso residenziale e terziario

CEI 64-14 Guida alla verifica degli impianti elettrici utilizzatori

IEC/TS 60479-1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects

IEC 60364-7-712 Electrical installations of buildings – Part 7-712: Requirements for special installations or locations – Solar photovoltaic (PV) power supply systems

CEI EN 60529 (CEI 70-1) Gradi di protezione degli involucri (codice IP)

CEI 64-57 Edilizia ad uso residenziale e terziario - Guida per l'integrazione degli impianti elettrici utilizzatori e per la predisposizione di impianti ausiliari, telefonici e di trasmissione dati negli edifici - Impianti di piccola

produzione distribuita.

CEI EN 61140 (CEI 0-13) Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature

Parte fotovoltaica

ANSI/UL 1703:2002 Flat-Plate Photovoltaic Modules and Panels

IEC/TS 61836 Solar photovoltaic energy systems – Terms, definitions, and symbols

CEI EN 50380 (CEI 82-22) Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici

CEI EN 50438 (CEI 311-1) Prescrizioni per la connessione di micro-generatori in parallelo alle reti di distribuzione pubblica in bassa tensione

CEI EN 50461 (CEI 82-26) Celle solari - Fogli informativi e dati di prodotto per celle solari al silicio cristallino

CEI EN 50521(82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove

CEI EN 60891 (CEI 82-5) Caratteristiche I-V di dispositivi fotovoltaici in Silicio cristallino – Procedure di riporto dei valori misurati in funzione di temperatura e irraggiamento

CEI EN 60904-1 (CEI 82-1) Dispositivi fotovoltaici – Parte 1: Misura delle caratteristiche fotovoltaiche corrente-tensione

CEI EN 60904-2 (CEI 82-2) Dispositivi fotovoltaici – Parte 2: Prescrizione per i dispositivi solari di riferimento

CEI EN 60904-3 (CEI 82-3) Dispositivi fotovoltaici – Parte 3: Principi di misura dei sistemi solari fotovoltaici (PV) per uso terrestre e irraggiamento spettrale di riferimento

CEI EN 60904-4 (82-32) Dispositivi fotovoltaici - Parte 4: Dispositivi solari di riferimento -Procedura per stabilire la tracciabilità della taratura

CEI EN 60904-5 (82-10) Dispositivi fotovoltaici - Parte 5: Determinazione della temperatura equivalente di cella (ETC) dei dispositivi solari fotovoltaici (PV) attraverso il metodo della tensione a circuito aperto

CEI EN 60904-7 (82-13) Dispositivi fotovoltaici - Parte 7: Calcolo della correzione dell'errore di disadattamento fra le risposte spettrali nelle misure di dispositivi fotovoltaici

CEI EN 60904-8 (82-19) Dispositivi fotovoltaici - Parte 8: Misura della risposta spettrale di un dispositivo fotovoltaico

CEI EN 60904-9 (82-29) Dispositivi fotovoltaici - Parte 9: Requisiti prestazionali dei simulatori solari

CEI EN 60068-2-21 (91-40) 2006 Prove ambientali - Parte 2-21: Prove - Prova U: Robustezza dei terminali e dell'interconnessione dei componenti sulla scheda

CEI EN 61173 (CEI 82-4) Protezione contro le sovratensioni dei sistemi fotovoltaici (FV) per la produzione di energia – Guida

CEI EN 61215 (CEI 82-8) Moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino per applicazioni terrestri – Qualifica del progetto e omologazione del tipo

CEI EN 61646 (CEI 82-12) Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

CEI EN 61277 (CEI 82-17) Sistemi fotovoltaici (FV) di uso terrestre per la generazione di energia elettrica – Generalità e guida

CEI EN 61345 (CEI 82-14) Prova all'UV dei moduli fotovoltaici (FV)

CEI EN 61683 (CEI 82-20) Sistemi fotovoltaici - Condizionatori di potenza - Procedura per misurare l'efficienza

CEI EN 61701 (CEI 82-18) Prova di corrosione da nebbia salina dei moduli fotovoltaici (FV)

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 61727 (CEI 82-9) Sistemi fotovoltaici (FV) - Caratteristiche dell'interfaccia di raccordo alla rete

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 61829 (CEI 82-16) Schiere di moduli fotovoltaici (FV) in Silicio cristallino – Misura sul campo delle caratteristiche I-V

CEI EN 62093 (CEI 82-24) Componenti di sistemi fotovoltaici - moduli esclusi (BOS) - Qualifica di progetto in condizioni ambientali naturali

CEI EN 62108 (82-30) Moduli e sistemi fotovoltaici a concentrazione (CPV) – Qualifica del progetto e approvazione di tipo

Quadri elettrici

CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 1: Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS);

CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3) Apparecchiature assiemate di protezione e di manovra per bassa tensione (quadri BT) – Parte 3: Prescrizioni particolari per apparecchiature assiemate di protezione e di manovra destinate ad essere installate in luoghi dove personale non addestrato ha accesso al loro uso – Quadri di distribuzione ASD;

CEI 23-51 Prescrizioni per la realizzazione, le verifiche e le prove dei quadri di distribuzione per installazioni fisse per uso domestico e similare.

Rete elettrica del distributore e allacciamento degli impianti

CEI 11-1 Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata

CEI 11-17 Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo

CEI 11-20 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria

CEI 11-20, V1 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria – Variante

CEI 11-20, V2 Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alle reti di I e II categoria – Allegato C - Prove per la verifica delle funzioni di interfaccia con la rete elettrica per i micro-generatori

CEI EN 50110-1 (CEI 11-48) Esercizio degli impianti elettrici

CEI EN 50160 (CEI 8-9) Caratteristiche della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell'energia elettrica

Cavi, cavidotti e accessori

CEI 20-13 Cavi con isolamento estruso in gomma per tensioni nominali da 1 a 30 kV

CEI 20-14 Cavi isolati con polivinilcloruro per tensioni nominali da 1 kV a 3 kV

CEI-UNEL 35024-1 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria

CEI-UNEL 35026 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali di 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua. Portate di corrente in regime permanente per posa interrata

CEI 20-40 Guida per l'uso di cavi a bassa tensione

CEI 20-65 Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico, termoplastico e isolante minerale per tensioni nominali non superiori a 1000 V in corrente alternata e 1500 V in corrente continua - Metodi di verifica termica (portata) per cavi raggruppati in fascio contenente conduttori di sezione differente

CEI 20-67 Guida per l'uso dei cavi 0,6/1 kV

CEI 20-91 Cavi elettrici con isolamento e guaina elastomerici senza alogeni non propaganti la fiamma con tensione nominale non superiore a 1 000 V in corrente alternata e 1 500 V in corrente continua per applicazioni in impianti fotovoltaici

CEI EN 50086-1 (CEI 23-39) Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 50086-2-4 (CEI 23-46) Sistemi di canalizzazione per cavi - Sistemi di tubi

Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati

CEI EN 50262 (CEI 20-57) Pressacavo metrici per installazioni elettriche

CEI EN 60423 (CEI 23-26) Tubi per installazioni elettriche – Diametri esterni dei tubi per installazioni elettriche e filettature per tubi e accessori

CEI EN 61386-1 (CEI 23-80) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 1: Prescrizioni generali

CEI EN 61386-21 (CEI 23-81) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche Parte 21: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori

CEI EN 61386-22 (CEI 23-82) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche

Parte 22: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori

CEI EN 61386-23 (CEI 23-83) Sistemi di tubi e accessori per installazioni elettriche

Parte 23: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori

Conversione della Potenza

CEI 22-2 Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione

CEI EN 60146-1-1 (CEI 22-7) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-1: Specifiche per le prescrizioni fondamentali

CEI EN 60146-1-3 (CEI 22-8) Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori

CEI UNI EN 45510-2-4 (CEI 22-20) Guida per l'approvvigionamento di apparecchiature destinate a centrali per la produzione di energia elettrica – Parte 2-4: Apparecchiature elettriche – Convertitori statici di potenza

Scariche atmosferiche e sovratensioni

CEI EN 50164-1 (CEI 81-5) Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione

CEI EN 61643-11 (CEI 37-8) Limitatori di sovratensioni di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensioni connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove

CEI EN 62305-1 (CEI 81-10/1) Protezione contro i fulmini – Parte 1: Principi generali

CEI EN 62305-2 (CEI 81-10/2) Protezione contro i fulmini – Parte 2: Valutazione del rischio

CEI EN 62305-3 (CEI 81-10/3) Protezione contro i fulmini – Parte 3: Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone

CEI EN 62305-4 (CEI 81-10/4) Protezione contro i fulmini – Parte 4: Impianti elettrici ed elettronici nelle strutture

Dispositivi di Potenza

CEI EN 50123 (serie) (CEI 9-26 serie) Applicazioni ferroviarie, tranviarie, filoviarie e metropolitane - Impianti fissi - Apparecchiatura a corrente continua

CEI EN 50178 (CEI 22-15) Apparecchiature elettroniche da utilizzare negli impianti di potenza

CEI EN 60898-1 (CEI 23-3/1) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari – Parte 1: Interruttori automatici per funzionamento in corrente alternata

CEI EN 60898-2 (CEI 23-3/2) Interruttori automatici per la protezione dalle sovracorrenti per impianti domestici e similari - Parte 2: Interruttori per funzionamento in corrente alternata e in corrente continua

CEI EN 60947-1 (CEI 17-44) Apparecchiature a bassa tensione - Parte 1: Regole generali

CEI EN 60947-2 (CEI 17-5) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 2: Interruttori automatici

CEI EN 60947-4-1 (CEI 17-50) Apparecchiature a bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori– Contattori e avviatori elettromeccanici

Compatibilità elettromagnetica

CEI 110-26 Guida alle norme generiche EMC

CEI EN 50263 (CEI 95-9) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i rele di misura e i dispositivi di protezione

CEI EN 60555-1 (CEI 77-2) Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni

CEI EN 61000-2-2 (CEI 110-10) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-2: Ambiente – Livelli di compatibilità per i disturbi condotti in bassa frequenza e la trasmissione dei segnali sulle reti pubbliche di alimentazione a bassa tensione

CEI EN 61000-2-4 (CEI 110-27) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 2-4: Ambiente – Livelli di compatibilità per disturbi condotti in bassa frequenza negli impianti industriali

CEI EN 61000-3-2 (CEI 110-31) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti – Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso 16 A per fase)

CEI EN 61000-3-3 (CEI 110-28) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-3: Limiti – Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale 16 A e non soggette ad allacciamento su condizione

CEI EN 61000-3-12 (CEI 210-81) Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-12: Limiti - Limiti per le correnti armoniche prodotte da apparecchiature collegate alla rete pubblica a bassa tensione aventi correnti di ingresso > 16 A e <= 75 A per fase.

CEI EN 61000-6-1 (CEI 210-64) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-1: Norme generiche - Immunità per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 61000-6-2 (CEI 210-54) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-2: Norme generiche -Immunità per gli ambienti industriali

CEI EN 61000-6-3 (CEI 210-65) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-3: Norme generiche -Emissione per gli ambienti residenziali, commerciali e dell'industria leggera

CEI EN 61000-6-4 (CEI 210-66) Compatibilità elettromagnetica (EMC) Parte 6-4: Norme generiche - Emissione per gli ambienti industriali

Energia solare

UNI 8477-1 Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta

UNI EN ISO 9488 Energia solare - Vocabolario

UNI 10349 Riscaldamento e raffrescamento degli edifici – Dati climatici

Sistemi di misura dell'energia elettrica

CEI 13-4 Sistemi di misura dell'energia elettrica - Composizione, precisione e verifica

CEI EN 62052-11 (CEI 13-42) Apparat per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Parte 11: Apparato di misura

CEI EN 62053-11 (CEI 13-41) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 11: Contatori elettromeccanici per energia attiva (classe 0,5, 1 e 2)

CEI EN 62053-21 (CEI 13-43) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 21: Contatori statici di energia attiva (classe 1 e 2)

CEI EN 62053-22 (CEI 13-44) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) – Prescrizioni particolari - Parte 22: Contatori statici per energia attiva (classe 0,2 S e 0,5 S)

CEI EN 50470-1 (CEI 13-52) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 1: Prescrizioni generali, prove e condizioni di prova - Apparatı di misura (indici di classe A, B e C)

CEI EN 50470-2 (CEI 13-53) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 2: Prescrizioni particolari - Contatori elettromeccanici per energia attiva (indici di classe A e B)

CEI EN 50470-3 (CEI 13-54) Apparatı per la misura dell'energia elettrica (c.a.) - Parte 3: Prescrizioni particolari - Contatori statici per energia attiva (indici di classe A, B e C)

CEI EN 62059-31-1 (13-56) Apparatı per la misura dell'energia elettrica – Fidatezza Parte 31-1: Prove accelerate di affidabilit  - Temperatura ed umidit  elevate

7. CARATTERISTICHE PRESTAZIONALI DEI MATERIALI PRESCELTI

L'impianto fotovoltaico è sostanzialmente un impianto elettrico, collegato alla rete di distribuzione locale. Questo tipo di impianti, come previsto dallo stesso D.M. 5-5-2011 e s.m.i., presentano un alto livello di regolamentazione tecnica obbligatoria, sia a riguardo della architettura della progettazione (documenti obbligatori, caratteristiche del progetto, ecc.), sia a riguardo dei materiali da utilizzare (compatibilità elettrica ed elettromagnetica, marchi di qualità, prestazioni, etc.) Le scelte dei materiali impiegati, quindi, hanno fatto riferimento a questo quadro normativo obbligatorio, in certo senso "standardizzato", il quale, di per sé, garantisce l'alta qualità costruttiva e prestazionale dei materiali utilizzati.

8. IMPIANTO FOTOVOLTAICO – CARATTERISTICHE DI DETTAGLIO

8.1 POTENZA NOMINALE

L'impianto fotovoltaico avrà una potenza di picco pari a circa 25,705 MWp, valore facilmente ricavabile dal prodotto tra il numero totale dei moduli da utilizzare e la potenza nominale del singolo modulo:

$$48048 \text{ moduli} \times 535 \text{ W/modulo} \approx 25,705 \text{ MWp.}$$

I moduli fotovoltaici saranno fissati sul terreno per mezzo di apposite strutture composte da profili di acciaio di varie sezioni, tagliati e perforati a misura, per le quali si prevede come tipologia di infissione il palo battuto in acciaio zincato a caldo.

Tale sostegno prevede una struttura metallica solitamente in acciaio zincato tipo Tracker mono-assiale fissato a terra su pali con dimensioni variabili.

La procedura di infissione è estremamente semplice ed immediata; necessita di macchinari (battipalo) facilmente trasportabili e manovrabili.

8.2 MODULI FOTOVOLTAICI

I moduli fotovoltaici esistenti sul mercato sono:

- **Moduli policristallini**
- **Moduli monocristallini**

La taglia dell'impianto in oggetto comporta inevitabilmente l'utilizzo di un modulo ad alta efficienza, che risulti essere già disponibile nel primo semestre del 2022, periodo in cui si ipotizza l'inizio dei lavori.

Ciò comporta una difficoltà oggettiva a scegliere un modello definitivo con così largo anticipo, ma occorre comunque fare una scelta ragionevole, sulla base delle previsioni di produzione. All'interno dei parametri elettrici individuati, il modulo potrebbe effettivamente essere assimilabile al modello **RISEN, RSM144-9-535BMDG**; tale modulo sviluppa una potenza pari a **535 Wp**.

In fase costruttiva, in relazione alle disponibilità sul mercato, potranno essere utilizzati moduli aventi prestazioni almeno pari a quelli sopra elencati, con una superficie massima inferiore 2,5 mq (larghezza pari a circa 1,1 - 1,2 m ed altezza massima 2,2 m).

8.3 GENERATORE IN CORRENTE COTINUA

Il generatore avrà la medesima esposizione per tutti i sottocampi, in questo caso l'impianto viene suddiviso in n.11 sottocampi da circa 2 MWac.

8.4 CONFIGURAZIONI STRINGHE FOTOVOLTAICHE

Si prevede di collegare in complessivi n. 48048 moduli fotovoltaici, in n.1716 stringhe composte da n.28 moduli fotovoltaici in serie. Il sezionamento e la protezione delle stringhe saranno realizzati mediante quadri elettrici di campo opportunamente accessoriati. Gli input di stringa sono 22 per cassetta di stringa (string-box).

8.5 CONVERSIONE STATISTICA CC/CA – CABINA ELETTRICA DI CONVERSIONE

Il gruppo di conversione da corrente continua a corrente alternata dell'energia elettrica prodotta sarà costituito complessivamente da n. 11 inverter della Santerno Sunway da 1995 kVA.

Le caratteristiche principali del gruppo di conversione sono:

- Inverter a commutazione forzata con tecnica PWM (pulse-width modulation), senza clock e/o riferimenti interni di tensione o di corrente, assimilabile a "sistema non idoneo a sostenere la tensione e frequenza nel campo normale", in conformità a quanto prescritto per i sistemi di produzione dalla norma CEI 11-20 e dotato di funzione MPPT (inseguimento della massima potenza)
- Ingresso lato CC da generatore fotovoltaico gestibile con poli non connessi a terra, ovvero con sistema IT.
- Rispondenza alle norme generali su EMC e limitazione delle emissioni RF: conformità norme CEI 110-1, CEI 110-6, CEI 110-8.
- Protezioni per la sconnessione dalla rete per valori fuori soglia di tensione e frequenza della rete e per sovracorrente di guasto in conformità alle prescrizioni delle norme CEI 11-20 ed a quelle specificate dal distributore elettrico locale. Reset automatico delle protezioni per predisposizione ad avviamento automatico.
- Conformità marchio CE.
- Grado di protezione adeguato all'ubicazione per esterno (IP65).
- Dichiarazione di conformità del prodotto alle normative tecniche applicabili, rilasciato dal costruttore, con riferimento a prove di tipo effettuate sul componente presso un organismo di certificazione abilitato e riconosciuto.
- Campo di tensione di ingresso adeguato alla tensione di uscita del generatore FV.
- Efficienza massima >90 % al 70% della potenza nominale.

Gli inverter, che saranno scelti con caratteristiche elettriche compatibili con la configurazione stringhe, avranno taglie congrue alle potenze sviluppate dai sottocampi. Per il caso in esame sono stati scelti **n.11** inverter del produttore "**Santerno**", di taglia pari a **1995 kVA**. Di seguito vengono riportate le principali specifiche tecniche

Main features			
Model	SUNWAY STATION 1800 1500V 640 LS		
Inverter	1 x SUNWAY TG 1800 1500V TE 640 STD		
Number of independent MPPT	2		
Rated output frequency	50 Hz / 60 Hz		
Power Factor @ rated power	1 - 0.9 lead/lag		
Maximum operating altitude ⁽²⁾	4000 m a.s.l.		
Maximum value for relative humidity	100% condensing		
Input (DC)			
Max. Open-circuit voltage	1500 V		
PV Voltage Ripple	< 1%		
Maximum DC inputs fuse-protected	7 (with DC fuses on both poles)		
Maximum short circuit PV input current	1500 A		
Output (AC)			
Ambient Temperature	25 °C	45 °C	50 °C
Rated output current, LV side	1800 A	1600 A	1500 A
Rated output power, LV side	1995 kVA	1774 kVA	1663 kVA
Power threshold	< 1% of Rated AC inverter output power		
Total AC current distortion	≤ 3 %		
Rated AC voltage, MV side	6 to 24 kV (up to 30 kV on request)		
Connection phases, MV side	3Ø3W		
Inverter efficiency - LV side ⁽³⁾			
Maximum / EU/ CEC efficiency	98.5% / 98.2 % / 98.0%		
MV transformer			
Type	Cast resin (standard) / Oil (available as option)		
Transformer rated power	Up to 2000 kVA		
Fuse protection	Yes		
Temperature control	Yes		
Oil pressure control ⁽⁴⁾	Yes		
MV Cabinet			
Type	Compact SF6 for secondary distribution		
Standard Configuration ⁽⁶⁾	R+CB (Input Line + Transformer Protection by Circuit Breaker)		
Insulation Class	17.5 / 24 / 36 kV (Others available)		
Dimensions and weight ⁽⁵⁾			
Cabinet Dimensions (WxHxD)	8250 x 3230 x 2400 mm (for reference)		
Overall Weight	23000 kg (for reference)		

Figura 2.3: Specifiche tecniche del singolo inverter

A ciascun inverter afferisce una quota-parte del generatore fotovoltaico; nel caso in esame ad ogni inverter arriverà lo stesso valore di potenza, pari a **circa 1995 kWac**.

Gli inverter saranno ubicati in cabine elettriche, denominate “cabine di conversione”, opportunamente dislocate all’interno dell’area di proprietà del committente. La cabina ospiterà gli inverter ed i quadri elettrici generali di parallelo stringhe in corrente continua.

8.6 QUADRI ELETTRICI

I collegamenti elettrici in campo prevedono un’organizzazione del tipo serie / parallelo secondo lo schema descritto in questo paragrafo. Le stringhe verranno collegate a cassette di parallelo stringhe (stringboxes) le cui uscite andranno a collegarsi agli inverter.

I sopra citati string-boxes scelti per il progetto in esame sono prodotti dalla “Santerno”, i quali permetteranno il collegamento in parallelo delle stringhe. Si riportano di seguito le principali caratteristiche elettriche:

Sunway String Box LT SSB-16-LT03-1500V	
Input Ratings	
Max. number of string	16
Max. DC voltage (max. Udc)	1500 V
String DC fuses size ⁽¹⁾	8 A up to 30 A
Number of measuring channels	8
Max. input current per channel (Isc) @45°C	20 A
String cable cross-section	4 ÷ 10 mm ²
String connector type ⁽²⁾	Cable glands
Output Ratings	
Max. output current (max. OPV) @ 45°C	180 A
Max. output cable cross-section	1 x 300 mm ²
Grounding cable cross-section	35 mm ²
Dimensions and weight	
Dimensions (WxHxD)	915x635x310 mm
Weight	24 kg

Figura 2.4: Specifiche tecniche del singolo string-box

A ciascun inverter afferrisce una quota-parte del generatore fotovoltaico; come precedentemente anticipato, per il seguente progetto è stata prevista una ripartizione equa delle stringhe sugli 11 inverter disposti sul campo.

Di seguito un prospetto in cui si esplicita la potenza afferente ad ogni singolo inverter, sulla base di un'opportuna configurazione stringhe e string-boxes.

INVERTER	N STRINGHE DA 28	N DI STRING BOXES INPUT	STRING BOXES IN CONFIGURAZIONE	POTENZA IN USCITA DAL SINGOLO INVERTER	POTENZA NOMINAL IMPIANTO FOTOVOLTAICO
Inverter 1-11	1716	24	24	1995 kVA	25,705 MWp

È stato scelto di non utilizzare tutti gli input degli string-boxes, che, come detto per il modello in esame, risultano essere 24 per ogni dispositivo; questa scelta permette una più facile riconfigurazione in caso di futuri guasti ad uno degli ingressi.

Gli inverter, predisposti all'utilizzo in ambiente esterno, saranno opportunamente dislocati all'interno dell'area di proprietà del committente.

8.7 CABINE DI TRASFORMAZIONE

Ogni cabina di trasformazione, in grado di gestire la potenza ad essa confluyente, sarà costituita da:

- Locale 1 contenente:
 - o quadro di parallelo bassa tensione (QPBT);
 - o quadro di alimentazione dei servizi ausiliari (QSA);

- o il gruppo UPS;
- Locale 2 contenente:
 - o trasformatore BT/MT;
- Locale 3 contenente:
 - o quadro di media tensione (QMT).

Nello specifico per ogni sottocampo si prevede di utilizzare un trasformatore da 2000 kVA del tipo DYn11 30/0.4kV

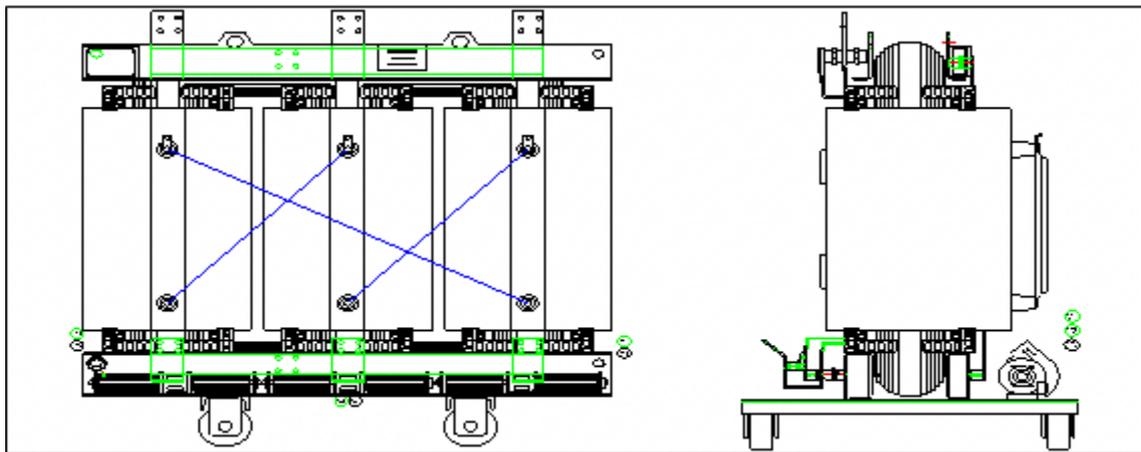


Figura 5.3: trasformatore a olio da 2000 KVA all'interno della Power Station Santerno

I passaggi previsti per il transito delle persone, saranno larghi almeno 80 cm, al netto di eventuali sporgenze. La cabina sarà posta su fondazione prefabbricata tipo vasca, che fungerà da vano per i cavi, e che sarà accessibile da apposita botola posta sul pavimento dei vari locali. Il calore prodotto dal trasformatore e dai quadri sarà smaltito tramite ventilazione naturale per mezzo di griglie di areazione e da aspiratori ad asse verticale comandati in temperatura. Infine, sarà realizzato un impianto di messa a terra tramite dispersore orizzontale ad anello in corda di rame nuda sez. 50 mmq e da n. 6 dispersori verticali in acciaio zincato con profilo a croce 50x50x5 mm di lunghezza 2,5 m.

8.8 PROTEZIONE GENERALE E PROTEZIONE DI INTERFACCIA

Le cabine elettriche di trasformazione ospiteranno, entro apposito vano, gli scomparti elettromeccanici destinati a svolgere le funzioni di protezione generale e di protezione di interfaccia. Essi saranno installati a monte del trasformatore BT/MT, a livello 30 kV.

8.9 CARATTERISTICHE PRINCIPALI PER I QUADRI ELETTRICI

Ai fini della sicurezza, tutti i quadri elettrici saranno dotati di sportelli con chiusura a chiave per impedire manovre ad individui estranei al personale autorizzato e per evitare l'ingresso di corpi estranei.

Nel seguito si fornisce una descrizione qualitativa delle caratteristiche principali dei quadri elettrici prescelti:

- 1) Quadri di campo dc per il parallelo stringhe (QDC): si tratta dei quadri contenenti i dispositivi per realizzare il parallelo delle stringhe e per la protezione e sezionamento delle stesse. Ciascun quadro sarà completo dei dispositivi per la protezione dei circuiti dagli effetti delle correnti di guasto, per il sezionamento sotto carico degli stessi e per la protezione dell'inverter dagli effetti delle sovratensioni.
- 2) Quadri di bassa tensione (QBT): si tratta dei quadri contenenti i dispositivi di protezione magnetotermici posti all'uscita in corrente alternata degli inverter.
- 3) Quadri di Media Tensione (QMT): si tratta dei quadri contenenti le unità di arrivo/partenza e le protezioni delle linee/apparecchiature presenti sulla rete MT di utente.
- 4) Quadro servizi ausiliari (QAUX): si tratta del quadro che fornisce le alimentazioni ausiliarie agli inverter, ai sistemi informatici del monitoraggio/controllo del funzionamento del generatore fotovoltaico e degli inverter, agli impianti di raffreddamento delle apparecchiature elettroniche principali.

8.10 CAVI ELETTRICI

Saranno impiegate le seguenti tipologie di cavi in funzione delle condizioni di posa:

- 1) cavo "solare" tipo FG21M21 0,6/1 kV, unipolare, resistente all'ozono e ai raggi UV, conforme alle Norme IMQ CPT065 / CEI 20-35 / 20-37P2 / EN 60332-1-2 / EN 50267-1-2 / EN 50267-2-2. Saranno utilizzati per l'intera connessione dei moduli fotovoltaici e per il collegamento delle stringhe ai quadri di campo;
- 2) cavo unipolare tipo FG16 0,6/1 kV o multipolare tipo FG16(O)R 0,6/1 kV, o equivalenti, adatti per pose in ambienti interni o esterni anche bagnati. Saranno utilizzati per pose prevalentemente in tubazioni interrato e/o per condutture in esterno.
- 3) cavo unipolare tipo FS17 o equivalente. Saranno utilizzati prevalentemente per i cablaggi all'interno dei quadri elettrici in bassa tensione e per realizzare le condutture elettriche in bassa tensione entro tubi in aria in interni.
- 4) cavo unipolare tipo FS17, o equivalente per collegamenti equipotenziali ai fini della messa a terra di sicurezza.

La scelta delle sezioni dei cavi è stata effettuata in base alla loro portata nominale (calcolata in base ai criteri di unificazione e di dimensionamento riportati nelle tabelle CEI-UNEL), alle condizioni di posa e di temperatura, al limite ammesso dalle Norme per quanto riguarda le cadute di tensione massime ammissibili (inferiori al 2%) ed alle caratteristiche di intervento delle protezioni secondo quanto previsto dalle vigenti Norme CEI 64-8. Particolare attenzione è stata riservata alla scelta delle sezioni dei cavi dei circuiti afferenti ai gruppi di misura dell'energia prodotta al fine di rendere trascurabili le perdite energetiche per effetto joule sugli stessi

8.11 MISURE DI PROTEZIONE E SICUREZZA

L'impianto in oggetto e tutte le parti che lo costituiscono sono progettati e realizzati in modo tale da assicurare, nelle condizioni che possono essere ragionevolmente previste, la protezione delle persone e dei beni contro i pericoli ed i danni derivanti dal loro utilizzo nonché garantire il loro corretto funzionamento per l'uso previsto.

Sono quindi adottate le seguenti misure di protezione:

- protezione relative ai contatti diretti e indiretti;
- protezione relativa alle sovracorrenti;
- protezione relativa alle sovratensioni.

Inoltre, è opportunamente garantito il sezionamento dei circuiti ove necessario.

8.12 PROTEZIONE DAI CONTATTI DIRETTI

La protezione contro i pericoli derivanti da contatti con parti ordinariamente in tensione è realizzata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante opportuno isolamento delle parti attive, rimovibile solo mediante distruzione ed in grado di resistere a tutte le sollecitazioni meccaniche, termiche, elettriche alle quali può essere sottoposto nel normale esercizio e mediante l'utilizzo di involucri idonei ad assicurare complessivamente il grado di protezione IP XXB (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova) e, sulle superfici orizzontali superiori a portata di mano, il grado di protezione IP XXD (parti in tensione non raggiungibili dal filo di prova). A tal fine saranno impiegati cavi a semplice isolamento posati entro canalizzazioni in materiale isolante e/o cavi a doppio isolamento; le connessioni verranno realizzate all'interno di apposite cassette con coperchio apribile esclusivamente mediante attrezzo.

La protezione contro i pericoli derivanti dal contatto con parti conduttrici normalmente non in tensione ma che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale è realizzata, sul lato a 400 Vac dell'impianto gestito come sistema TN-S, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8 mediante l'interruzione automatica dell'alimentazione impiegando interruttori magnetotermici e, all'occorrenza differenziali, inoltre essa è coordinata con l'impianto di terra, in modo da soddisfare le condizioni prescritta della stessa Norma CEI 64-8.

8.13 PROTEZIONE COMBINATA DAI CONTATTI DIRETTI E INDIRETTI

Per quanto riguarda i circuiti di comando e segnalazione che collegano fra loro i vari quadri elettrici dell'impianto, verrà adottata una protezione combinata contro i pericoli derivanti dai contatti diretti con parti normalmente in tensione o indiretti con parti conduttrici che possono andare in tensione in caso di cedimento dell'isolamento principale, da realizzare mediante sistema a bassissima tensione di sicurezza (SELV) conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8

8.14 PROTEZIONE DEI CIRCUITI DALLE SOVRACORRENTI E SEZIONAMENTI

La protezione delle linee dagli effetti delle è realizzata mediante dispositivi di interruzione (interruttori magnetotermici o fusibili) installati a monte di ciascuna condotta ed aventi caratteristiche tali da interrompere automaticamente l'alimentazione in occasione di un sovraccarico o di un cortocircuito, conformemente alle disposizioni della Norma CEI 64-8, in relazione alle portate dei cavi come indicate dalle tabelle CEI-UNEL relative alla portata dei cavi in regime permanente.

Per il sezionamento dei circuiti verranno impiegati dispositivi omnipolari. Tutti i quadri saranno dotati di interruttori generali omnipolari che rendano possibile il sezionamento completo delle sezioni

9. IMPIANTO DI MESSA A TERRA

L'impianto fotovoltaico sarà dotato di un impianto di messa a terra, per la protezione dai contatti indiretti coordinato con le caratteristiche di intervento degli interruttori automatici magnetotermici differenziali. L'impianto sarà inoltre dotato di maglia di terra e collegamenti equipotenziali per la connessione delle masse alla stessa.

La configurazione geometrica e il dimensionamento dei conduttori della maglia di terra sarà determinata conformemente alle disposizioni della Norma CEI 11-37 e CEI 11-1 al fine di evitare che le tensioni di contatto e di passo superino i massimi valori ammissibili determinati in base ai valori della corrente di guasto e del tempo di eliminazione in media tensione.

9.1 PERDITE DI RADIAZIONE PER OMBREGGIAMENTI

Il sito in esame non è soggetto a fenomeni di ombreggiamento significativo da parte di edifici, alberi, tralicci o altri elementi di tipo puntuale quali antenne, fili ecc...; dal momento che i moduli fotovoltaici sono posizionati a terra, la sporcizia sui pannelli dovuti a polvere, terra ed agenti atmosferici ecc., in condizioni ordinarie di manutenzione, avrà un'incidenza non inferiore al 5%. Per cui, con interfila idonea tra i tracker, si considera un fattore di riduzione per ombreggiamenti (K) pari a 0,98, che corrisponde ad una perdita di produttività del 2%.

9.2 STIMA DEL RENDIMENTO ENERGETICO DELL'IMPIANTO

Oltre alle perdite derivanti dai pannelli fotovoltaici e dalle proprietà fotoelettriche, bisogna considerare il B.O.S. (Balance Of System), che comprende tutti i componenti di un impianto fotovoltaico diversi dai pannelli fotovoltaici. Ciò include cablaggi, interruttori, sistemi di montaggio, inverter solari, ecc. Tali perdite sono stimate di seguito, in parallelo con il software di simulazione:

- perdite per riflessione: generate da un'aliquota di radiazione luminosa che viene riflessa dal vetro posto a protezione delle celle (2%);
- perdite per scostamento e mismatching: ovvero calo di rendimento generale causato dal collegamento in serie di più moduli fotovoltaici con caratteristiche non perfettamente identiche, dovute alle tolleranze di potenza del modulo fotovoltaico utilizzato e dal non perfetto allineamento delle superfici del modulo stesso. In questo caso il circuito di inseguimento del punto di massima potenza MPPT, non trovando la curva di funzionamento ottimale, si posiziona sulla curva del modulo peggiore penalizzando complessivamente il rendimento dell'intera stringa (11 o 12%);
- perdite lungo le tratte DC: causate dalla resistenza offerta dai cavi elettrici, dalle perdite per cadute di tensione sui diodi di blocco e dalle resistenze di contatto sugli interruttori (2,5%);
- perdite nel gruppo di conversione statica: comprendono le perdite di efficienza dell'inverter e le perdite sul lato ca (3,5%).

Per mezzo delle valutazioni sopra elencate, poiché si stima una perdita dell'impianto fotovoltaico pari al 20%, il rendimento dell'impianto (compreso B.O.S.) è pari a:

$$\eta \approx 80\%$$

9.3 STIMA DELLA PRODUZIONE ENERGETICA DELL'IMPIANTO

La produzione energetica annua in corrente alternata dell'impianto fotovoltaico è stimata in circa 45 GWh/anno, a monte delle interruzioni di servizio ordinarie/straordinarie e della naturale riduzione delle prestazioni dell'impianto negli anni. Al suddetto valore si giunge sulla base delle seguenti considerazioni:

1) produzione energetica annua lorda per unità di potenza nominale, equivalente alla stima dell'irraggiamento medio annuo su piano con esposizione adottata e ubicazione nella località in oggetto:

$H = 1671 \text{ kWh/kWp*anno}$ (Fonte PVsyst)

2) potenza nominale dell'impianto:

$$P \approx 25705 \text{ kWp};$$

3) fattore di riduzione per ombreggiamenti: $K = 0.95$

4) rendimento totale dell'impianto: $PR = 82,43\%$;

La produzione energetica annua dell'impianto fotovoltaico risulta pertanto:

$$E = 42953 \text{ MWh /anno.}$$

Nel dettaglio la producibilità è data dalla somma dei singoli sottocampi simulata in PVsyst come segue:

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

TEP RENEWABLES

B35.IT.20.PG

FOGGIA 6

System power: 25.71 MWp

Foggia - Italy



Baris Akyuz
TEP Renewables Ltd (United kingdom)



PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
28/05/21 12:44
with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

Variant: 535W - 9.5m



TEP Renewables Ltd (United kingdom)

Project summary

Geographical Site	Situation	Project settings
Foggia	Latitude 41.46 °N	Albedo 0.20
Italy	Longitude 15.54 °E	
	Altitude 73 m	
	Time zone UTC+1	
Meteo data		
Foggia		
Meteonorm 7.3 (1986-2005), Sat=19% - Synthetic		

System summary

Grid-Connected System	FOGGIA 6	User's needs
PV Field Orientation	Near Shadings	Unlimited load (grid)
Tracking plane, horizontal N-S axis	According to strings	
Axis azimuth 0 °	Electrical effect 100 %	
System information	Inverters	
PV Array		
Nb. of modules 48048 units	Nb. of units 11 units	
Pnom total 25.71 MWp	Pnom total 21.95 MWac	
	Pnom ratio 1.171	

Results summary

Produced Energy 42953 MWh/year	Specific production 1671 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 82.43 %
--------------------------------	---------------------------------------	------------------------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	5
Main results	6
Loss diagram	7
Special graphs	8



PVsyst V7.2.2
 VCO, Simulation date:
 28/05/21 12:44
 with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

Variant: 535W - 9.5m



TEP Renewables Ltd (United kingdom)

General parameters

Grid-Connected System		FOGGIA 6	
PV Field Orientation		Backtracking strategy	
Orientation		Nb. of trackers	885 units
Tracking plane, horizontal N-S axis		Sizes	
Axis azimuth	0 °	Tracker Spacing	9.50 m
		Collector width	4.48 m
		Ground Cov. Ratio (GCR)	47.2 %
		Phi min / max	-/+ 60.0 °
		Backtracking limit angle	
		Phi limits	+/- 61.7 °
Horizon		Near Shadings	
Free Horizon		According to strings	
		Electrical effect	100 %
Bifacial system		User's needs	
Model	2D Calculation unlimited trackers	Unlimited load (grid)	
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions	
Tracker Spacing	9.50 m	Ground albedo	0.20
Tracker width	4.52 m	Bifaciality factor	80 %
Tracking limit angle	14 °	Rear shading factor	5.0 %
GCR	47.6 %	Rear mismatch loss	10.0 %
Axis height above ground	10.00 m	Module transparency	0.0 %

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Risen Solar	Manufacturer	Santerno
Model	RSM-144-9-535-BMDG	Model	Sunway TG 1800 1500V TE - 640 EV
	(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power	535 Wp	Unit Nom. Power	1995 kWac
Number of PV modules	48048 units	Number of inverters	22 * MPPT 50% 11 units
Nominal (STC)	25.71 MWp	Total power	21945 kWac
Modules	1716 Strings x 28 In series	Operating voltage	910-1300 V
At operating cond. (50°C)		Pnom ratio (DC:AC)	1.17
Pmpp	23.36 MWp		
U mpp	1050 V	Total inverter power	
I mpp	22251 A	Total power	21945 kWac
Total PV power		Nb. of inverters	11 units
Nominal (STC)	25706 kWp	Pnom ratio	1.17
Total	48048 modules		
Module area	124501 m ²		
Cell area	101708 m ²		



PVsyst V7.2.2
 VCO, Simulation date:
 28/05/21 12:44
 with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

Variant: 535W - 9.5m



TEP Renewables Ltd (United kingdom)

Array losses

Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		DC wiring losses				
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	0.79 mΩ			
		Uc (const)	29.0 W/m²K	Loss Fraction	1.5 % at STC			
		Uv (wind)	0.0 W/m²K/m/s					
Serie Diode Loss		LID - Light Induced Degradation		Module Quality Loss				
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %			
Loss Fraction	0.1 % at STC							
Module mismatch losses		Strings Mismatch loss						
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.1 %					
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): Fresnel AR coating, n(glass)=1.526, n(AR)=1.290								
0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.999	0.987	0.962	0.892	0.816	0.681	0.440	0.000

System losses

Auxiliaries loss	
constant (fans)	19.80 kW
1980.0 kW from Power thresh.	

AC wiring losses

Inv. output line up to injection point	
Inverter voltage	640 Vac tri
Loss Fraction	7.75 % at STC
Inverter: Sunway TG 1800 1500V TE - 640 EV	
Wire section (11 Inv.)	Copper 11 x 3 x 1500 mm²
Average wires length	1100 m



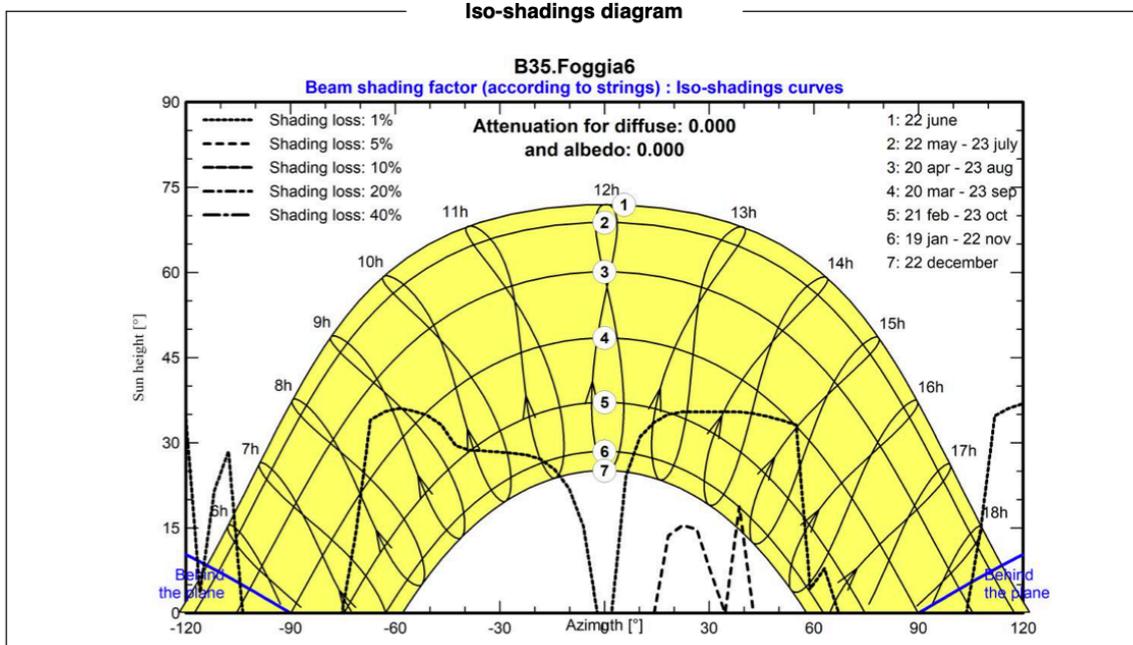
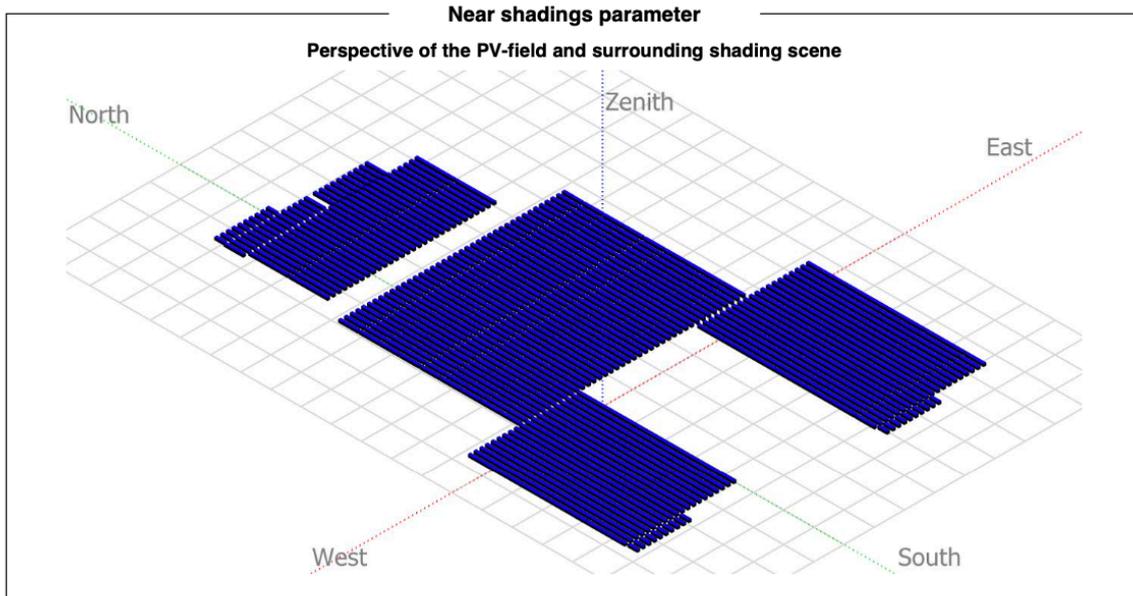
PVsyst V7.2.2
 VCO, Simulation date:
 28/05/21 12:44
 with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

Variant: 535W - 9.5m



TEP Renewables Ltd (United kingdom)





PVsyst V7.2.2

VC0, Simulation date:
28/05/21 12:44
with v7.2.2

TEP Renewables Ltd (United Kingdom)

Main results

System Production

Produced Energy

42953 MWh/year

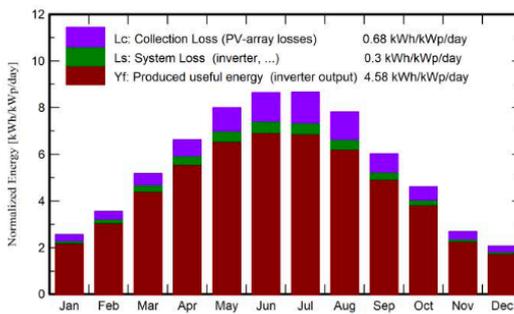
Specific production

1671 kWh/kWp/year

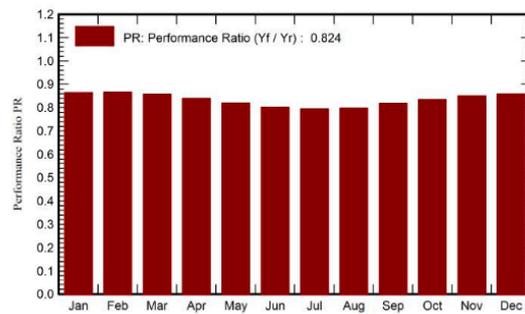
Performance Ratio PR

82.43 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray MWh	E_Grid MWh	PR ratio
January	60.0	27.46	7.28	79.7	72.8	1859	1772	0.865
February	76.4	33.09	7.61	99.7	92.6	2345	2222	0.867
March	124.9	54.39	11.08	160.3	149.9	3753	3532	0.857
April	156.9	63.57	14.02	199.2	187.5	4600	4302	0.840
May	196.5	87.20	20.03	248.2	233.6	5598	5234	0.820
June	206.6	83.10	24.03	259.5	245.0	5738	5355	0.803
July	211.2	87.21	27.22	269.0	253.5	5875	5495	0.795
August	188.1	72.72	26.70	242.4	229.0	5315	4972	0.798
September	140.1	55.64	21.17	181.0	169.9	4057	3812	0.819
October	108.0	41.00	17.83	142.9	133.3	3243	3067	0.835
November	61.6	28.62	12.38	80.8	74.3	1858	1769	0.851
December	49.7	24.91	8.76	64.4	58.3	1484	1420	0.859
Year	1580.0	658.89	16.57	2027.1	1899.8	45724	42953	0.824

Legends

GlobHor	Global horizontal irradiation	EArray	Effective energy at the output of the array
DiffHor	Horizontal diffuse irradiation	E_Grid	Energy injected into grid
T_Amb	Ambient Temperature	PR	Performance Ratio
GlobInc	Global incident in coll. plane		
GlobEff	Effective Global, corr. for IAM and shadings		



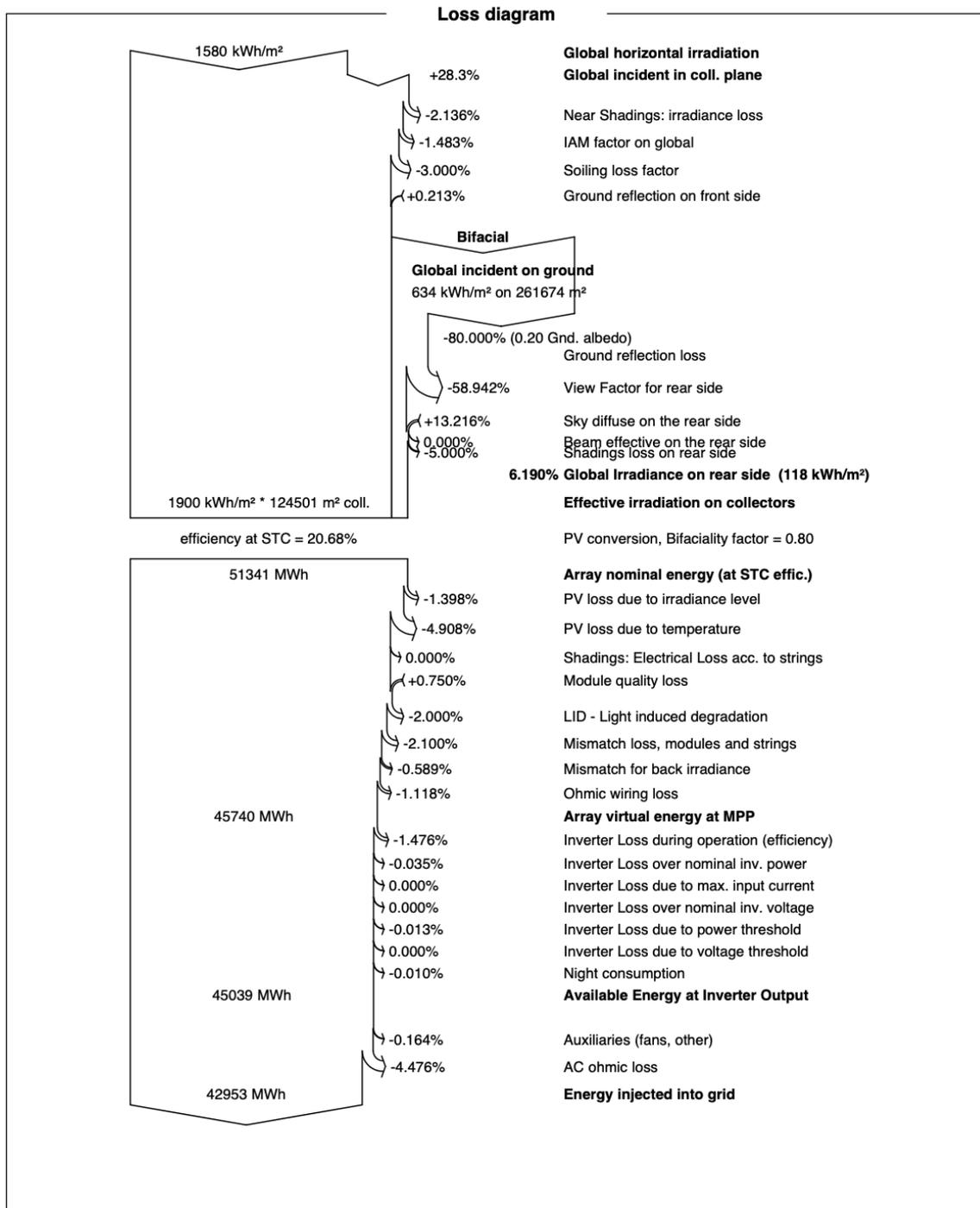
PVsyst V7.2.2
 VCO, Simulation date:
 28/05/21 12:44
 with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

Variant: 535W - 9.5m



TEP Renewables Ltd (United kingdom)





PVsyst V7.2.2
 VCO, Simulation date:
 28/05/21 12:44
 with v7.2.2

Project: B35.Foggia6

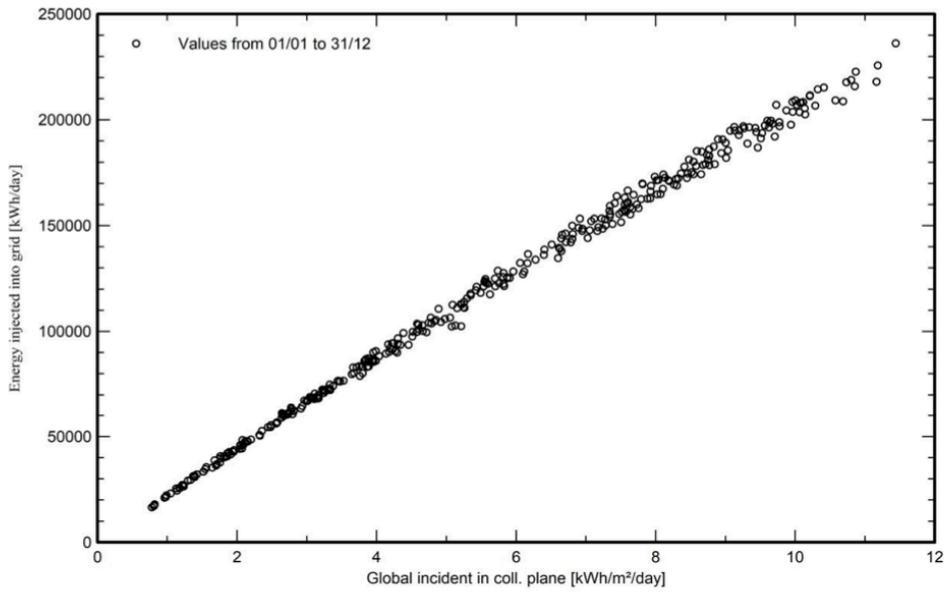
Variant: 535W - 9.5m



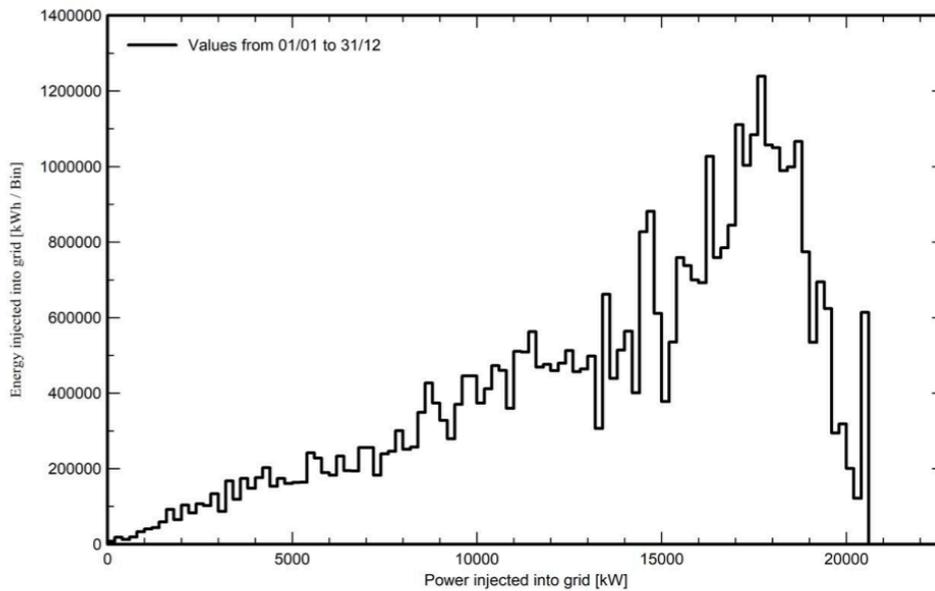
TEP Renewables Ltd (United kingdom)

Special graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution



10. VERIFICHE TECNICO –FUNZIONALI (COLLAUDO)

Al termine dei lavori saranno effettuati tutte le verifiche tecnico–funzionali, in particolare:

- prova di continuità elettrica e connessione dei moduli
- efficacia messa a terra di masse e scaricatori
- misura resistenza di isolamento dei circuiti elettrici e delle masse
- prove di corretto funzionamento dell’impianto fotovoltaico nelle diverse condizioni di potenza generata e nelle varie modalità previste dai gruppi di conversione (accensione spegnimento, mancanza rete, ecc.)