



**REGIONE PUGLIA
PROVINCIA FOGGIA
COMUNE DI ASCOLI SATRIANO**



PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGRI VOLTAICO DELLA POTENZA DI PICCO IN DC PARI A 47.332,98 KWp E MASSIMA IN IMMISSIONE IN AC PARI A 37.500 KWp NEL COMUNE DI ASCOLI SATRIANO (FG) IN LOCALITA' MASSERIA SANSONE E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLO PRODUCIBILITÀ

Titolo elaborato

Committente

Sviluppo

Progettazione



**SANSONE
SOLAR PARK**



emergen[®]

archetipo

Firme

Ennio Boati



[Signature]

SSPREL004	SSPREL004-PDF_Relazione specialistica e calcolo producibilità	/	A4
Cod. elaborato	Nome file	Scala	Formato

01	14.06.23	Emissione	Archetipo	Archetipo	Archetipo
Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato

INDICE

1	PREMESSA.....	3
2	NORMATIVA DI RIFERIMENTO	3
3	analisi delle alternative progettuali	11
3.1	Inseguitori ad un grado di libertà.....	12
3.2	Inseguitori a due gradi di libertà	16
3.3	Scelta del sistema d’inseguimento	19
4	ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO.....	20
4.1	Layout d’impianto	21
4.2	Architettura Generale.....	22
5	COMPONENTI DELL’IMPIANTO AGROVOLTAICO	25
5.1	Moduli fotovoltaici	25
5.2	Stringhe Fotovoltaiche.....	26
5.3	Gruppo di conversione CC/CA.....	27
	Inverter.....	27
	Trasformatore:.....	29
	Quadro AT/BT	29
	Compartimento BT	30
5.4	Strutture di Sostegno.....	30
5.5	Cavi utilizzati all’interno dell’area impianto agrovoltaiico	33
5.5.1	<i>Cavi solari di stringa</i>	33
5.5.2	<i>Cavi Solari DC</i>	33
5.5.3	<i>Cavi Alimentazione Tracker</i>	34
5.5.4	<i>Cavi Dati</i>	34
5.5.5	<i>Cavi a 36 kV interni all’impianto agrovoltaiico</i>	34
6	Conclusioni: attualità del progetto	35
	Allegato- 1 Calcolo producibilità impianto.....	37

1 PREMESSA

La presente relazione specialistica descrive i criteri di dimensionamento dell'impianto agrovoltaico denominato "Sansone" del produttore "Sansone Solar Park s.r.l.", da realizzare nel Comune di **Ascoli Satriano** provincia di **Foggia**.

La società si propone di realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare agrovoltaica con tecnologia ad inseguimento monoassiale di Rollio.

L'impianto ha potenza di picco è di **47.332,97** kWp per una produzione calcolata al primo anno di **84.133,27** MWh/anno.

2 NORMATIVA DI RIFERIMENTO

L'impianto sarà progettato e realizzato in accordo alla normativa seguente:

Leggi e decreti

- Legge 1 marzo 1968, n. 186: "Disposizioni concernenti la produzione di materiali, apparecchiature, macchinari, installazioni e impianti elettrici ed elettronici";
- Legge 5 Novembre 1971, N. 1086 Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica.
- Legge 2 febbraio 1974, n. 64 Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche.
- Legge 18 ottobre 1977, n. 791 Attuazione della direttiva del Consiglio delle Comunità europee (n° 73/23/CEE) relativa alle garanzie di sicurezza che deve possedere il materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro alcuni limiti di tensione.
- Legge 5 marzo 1990, n.46 Norme tecniche per la sicurezza degli impianti (abrogata dall'entrata in vigore del D.M. n.37del 22 /01/2008, ad eccezione degli art. 8, 14 e 16);
- D.P.R. 18 aprile 1994, n. 392 Regolamento recante disciplina del procedimento di riconoscimento delle imprese ai fini della installazione, ampliamento e trasformazione degli impianti nel rispetto delle norme di sicurezza;
- D.M. 16 gennaio 1996: "Norme tecniche relative ai criteri generali per la sicurezza delle costruzioni e dei carichi e sovraccarichi";
- Circolare ministeriale 4/7/96 n. 156 Istruzioni per l'applicazione del D.L. 16 Gennaio 1996
- D.L. 12 novembre 1996, n. 615 Attuazione della direttiva 89/336/CEE del Consiglio del 3 maggio 1989, in materia di ravvicinamento delle legislazioni degli Stati membri relative alla compatibilità elettromagnetica, modificata ed integrata dalla direttiva 92/31/CEE del Consiglio del 28 aprile 1992, dalla direttiva 93/68/CEE del Consiglio del 22 luglio 1993 e dalla direttiva 93/97/CEE del Consiglio del 29 ottobre 1993;
- D.L. 25 novembre 1996, n. 626 Attuazione della direttiva 93/68/CEE in materia di marcatura CE del materiale elettrico destinato ad essere utilizzato entro taluni limiti di tensione;

- D.L. 16 marzo 1999, n. 79 Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- D.M. 11 novembre 1999 Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79.
- Ordinanza PCM 20 marzo 2003, n. 3274 Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica;
- D.L. 29 dicembre 2003, n.387 Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità;
- Legge 23 agosto 2004, n. 239: “Riordino del settore energetico, nonché delega al governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia d’energia”;
- Ordinanza PCM 3431 (03/05/2005) Ulteriori modifiche ed integrazioni all'ordinanza del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 3274 del 20 marzo 2003, recante «Primi elementi in materia di criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica».
- D.M. 14/09/05 Testo unico norme tecniche per le costruzioni.
- Normativa ASL per la sicurezza e la prevenzione infortuni;
- D.M. 28 luglio 2005: “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”;
- D.M. 6 febbraio 2006: “Criteri per l’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare”;
- Decreto interministeriale 19 febbraio 2007: “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”.
- Legge 26 febbraio 2007, n. 17: “Norme per la sicurezza degli impianti”;
- DLgs. 22 gennaio 2008, n. 37: “Regolamento concernente l’attuazione dell’articolo 11-quaterdecies, comma 13, lettera a) della legge n. 248 del 2 dicembre 2005, recante riordino delle disposizioni in materia di attività di installazione degli impianti all’interno degli edifici”;
- D.Lgs. 9 aprile 2008 , n. 81 Attuazione dell'articolo 1 della legge 3 agosto 2007, n. 123, in materia di tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro.

Deliberazioni AEEG

- Delibera n. 188/05 Definizione del soggetto attuatore e delle modalità per l'erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici, in attuazione dell'articolo 9 del decreto del Ministro delle attività produttive, di concerto con il Ministro dell'ambiente e della tutela del territorio, 28 luglio 2005
- Delibera 281/05 Condizioni per l'erogazione del servizio di connessione alle reti elettriche con tensioni nominale superiore ad 1KV i cui gestori hanno obbligo di connessione a terzi.
- Delibera n. 40/06: “Modificazione e integrazione alla deliberazione dell’Autorità per l’Energia Elettrica e il Gas 14 settembre 2005, n. 188/05, in materia di modalità per l’erogazione delle tariffe incentivanti degli impianti fotovoltaici”;

- Testo coordinato delle integrazioni e modifiche apportate con deliberazione AEEG 24 febbraio 2006, n. 40/06 alla deliberazione AEEG n. 188/05.
- Delibera n. 182/06 Intimazione alle imprese distributrici ad adempiere alle disposizioni in materia di servizio di misura dell'energia elettrica in corrispondenza dei punti di immissione di cui all'Allegato A alla deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 30 gennaio 2004, n. 5/04.
- Delibera n. 260/06 Modificazione ed integrazione della deliberazione dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas 14 settembre 2005, n. 188/05 in materia di misura dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici
- Delibera n. 88/07: “Disposizioni in materia di misura dell’energia elettrica prodotta da impianti di generazione”;
- Delibera n. 90/07: “Attuazione del decreto del ministro dello sviluppo economico, di concerto con il ministro dell’ambiente e della tutela del territorio e del mare 19 febbraio 2007, ai fini dell’incentivazione della produzione di energia elettrica mediante impianti fotovoltaici”.
- Delibera n. 280/07 Modalità e condizioni tecnico-economiche per il ritiro dell’energia elettrica ai sensi dell’articolo 13, commi 3 e 4, del decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387/03, e del comma 41 della legge 23 agosto 2004, n. 239/04.
- Delibera ARG/elt 33/08: “Condizioni tecniche per la connessione alle reti di distribuzione dell’energia elettrica a tensione nominale superiore ad 1 kV”.
- Delibera ARG/elt 119/08: “Disposizioni inerenti l’applicazione della deliberazione dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas ARG/elt 33/08 e delle richieste di deroga alla norma CEI 0-16, in materia di connessioni alle reti elettriche di distribuzione con tensione maggiore di 1 kV”.

Norme

Criteri di progetto e documentazione

- CEI 0-2: “Guida per la definizione della documentazione di progetto degli impianti elettrici”;
- CEI EN 60445: “Principi base e di sicurezza per l’interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione – Identificazione dei morsetti degli apparecchi e delle estremità di conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;

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 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua”;
- CEI 64-12: “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 CORR 1 Effects of current on human beings and livestock – Part 1: General aspects
- CEI EN 60529 (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 "Protezione contro i contatti elettrici - Aspetti comuni per gli impianti e le apparecchiature".

Parte fotovoltaica

- CEI 82-25: Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa tensione;
- UNI 10349: Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici;
- UNI 8477: Energia solare – Calcolo degli apporti per applicazioni in edilizia – Valutazione dell'energia raggiante ricevuta;
- CEI EN 60904: Dispositivi fotovoltaici – Serie;
- CEI EN 61215 (CEI 82-8): Moduli fotovoltaici 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 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 (CEI 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;
- EN 62116 Test procedure of islanding prevention measures for utility-interconnected photovoltaic inverters;
- CEI EN 50380 (CEI 82-22): Fogli informativi e dati di targa per moduli fotovoltaici;
- CEI EN 50521 (CEI 82-31) Connettori per sistemi fotovoltaici - Prescrizioni di sicurezza e prove;
- CEI EN 50524 (CEI 82-34) Fogli informativi e dati di targa dei convertitori fotovoltaici; CEI 11-20: Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di I e II categoria;
- 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 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.

Quadri elettrici

- CEI EN 60439-1 (17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI EN 60439-3 (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 ed allacciamenti degli impianti

- CEI 0-16 ed.II: “Regola tecnica di riferimento per la connessione di Utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle imprese distributrici di energia elettrica”;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-17: “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica – Linee in cavo”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria”;
- CEI 11-20, V1: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati alla rete di I e II categoria - Variante”;
- CEI EN 50110-1 (11-40) Esercizio degli impianti elettrici
- CEI EN 50160: “Caratteristica della tensione fornita dalle reti pubbliche di distribuzione dell’energia elettrica (2003-03)”;

Cavi, cavidotti ed accessori

- CEI 20-19/1: “Cavi con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI 20-19/4: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 4: Cavi flessibili”;
- CEI 20-19/10: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 10: Cavi flessibili isolati in EPR e sotto guaina in poliuretano”;
- CEI 20-19/11: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 11: Cavi flessibili con isolamento in EVA”;
- CEI 20-19/12: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 12: Cavi flessibili isolati in EPR resistenti al calore”;

- CEI 20-19/13: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 13: Cavi unipolari e multipolari, con isolante e guaina in mescola reticolata, a bassa emissione di fumi e di gas tossici e corrosivi”;
- CEI 20-19/14: “Cavi isolati con isolamento reticolato con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 14: Cavi per applicazioni con requisiti di alta flessibilità”;
- CEI 20-19/16: “Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V Parte 16: Cavi resistenti all’acqua sotto guaina di policloroprene o altro elastomero sintetico equivalente”;
- CEI 20-20/1: “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI 20-20/3: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 3: Cavi senza guaina per posa fissa”;
- CEI 20-20/4: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 4: Cavi con guaina per posa fissa”;
- CEI 20-20/5: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 5: Cavi flessibili”;
- CEI 20-20/9: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 9: Cavi senza guaina per installazione a bassa temperatura”;
- CEI 20-20/12: “Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 12: Cavi flessibili resistenti al calore”;
- CEI 20-20/14: “Cavi con isolamento termoplastico con tensione nominale non superiore a 450/750 V – Parte 14: Cavi flessibili con guaina e isolamento aventi mescole termoplastiche prive di alogeni”;
- CEI-UNEL 35024-1: “Cavi elettrici isolati con materiale elastomerico o termoplastico per tensioni nominali non superiore a 1000 V in corrente alternata e a 1500 V in corrente continua – Portate di corrente in regime permanente per posa in aria. FASC. 3516”;
- 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. FASC. 5777”;
- CEI 20-40: “Guida per l’uso di cavi a bassa tensione”;
- CEI 20-67: “Guida per l’uso dei cavi 0,6/1kV”;
- CEI EN 50086-1: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 1: Prescrizioni generali”;
- CEI EN 50086-2-1: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-1: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi rigidi e accessori”;
- CEI EN 50086-2-2: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-2: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi pieghevoli e accessori”;
- CEI EN 50086-2-3: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-3: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi flessibili e accessori”;
- CEI EN 50086-2-4: “Sistemi di tubi ed accessori per installazioni elettriche – Parte 2-4: Prescrizioni particolari per sistemi di tubi interrati”;

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

Conversione della potenza

- CEI 22-2: “Convertitori elettronici di potenza per applicazioni industriali e di trazione”;
- CEI EN 60146-1-1 (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 (22-8): “Convertitori a semiconduttori – Prescrizioni generali e convertitori commutati dalla linea – Parte 1-3: Trasformatori e reattori”;
- CEI UNI EN 45510-2-4 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 81-3: “Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato nei comuni d’Italia, in ordine alfabetico”;
- CEI 81-4: “Protezione delle strutture contro i fulmini – Valutazione del rischio dovuto al fulmine”;
- CEI 81-8: “Guida d’applicazione all’utilizzo di limitatori di sovratensione sugli impianti elettrici utilizzatori di bassa tensione”;
- CEI 81-10: “Protezione contro i fulmini”;
- CEI EN 50164-1 (81-5): “Componenti per la protezione contro i fulmini (LPC) – Parte 1: Prescrizioni per i componenti di connessione”;
- CEI EN 61643-11 (37-8): “Limitatori di sovratensione di bassa tensione – Parte 11: Limitatori di sovratensione connessi a sistemi di bassa tensione – Prescrizioni e prove”;
- CEI EN 62305-1 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Principi generali”;
- CEI EN 62305-2 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Analisi del rischio”;
- CEI EN 62305-3 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Danno materiale alle strutture e pericolo per le persone”;
- CEI EN 62305-4 (CEI 81-10): “Protezione contro i fulmini – Impianto elettrici ed elettronici nelle strutture”;

Dispositivi di potenza

- CEI EN 60898-1 (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 60947-4-1 (17-50): “Apparecchiature di bassa tensione – Parte 4-1: Contattori ed avviatori – Contattori e avviatori elettromeccanici”;

Compatibilità elettromagnetica

- CEI 110-26: “Guida alle norme generiche EMC”;

- CEI EN 50081-1 (110-7): “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’emissione – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”;
- CEI EN 50082-1 (110-8): “Compatibilità elettromagnetica – Norma generica sull’immunità – Parte 1: Ambienti residenziali, commerciali e dell’industria leggera”;
- CEI EN 50263 (95-9): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Norma di prodotto per i relè di misura e i dispositivi di protezione”;
- CEI EN 60555-1 (77-2): “Disturbi nelle reti di alimentazione prodotti da apparecchi elettrodomestici e da equipaggiamenti elettrici simili – Parte 1: Definizioni”;
- CEI EN 61000-2-2 (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 61000-3-2 (110-31): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3-2: Limiti per le emissioni di corrente armonica (apparecchiature con corrente di ingresso ≤ 16 A per fase)”;
- CEI EN 61000-3-3 (110-28): “Compatibilità elettromagnetica (EMC) – Parte 3: Limiti – sezione 3: Limitazione delle fluttuazioni di tensione e del flicker in sistemi di alimentazione in bassa tensione per apparecchiature con corrente nominale ≤ 16 A”;

Energia solare

- UNI 8477: “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”;

Altri documenti

- UNI/ISO e CNR UNI 10011- “Costruzioni in acciaio. Istruzioni per il calcolo, l’esecuzione, il collaudo e la manutenzione (Per la parte meccanica di ancoraggio dei moduli)”.

Normativa nazionale e Normativa tecnica - Campi elettromagnetici

- Decreto del 29.05.08, "Approvazione delle procedure di misura e valutazione dell’induzione magnetica"
- DM del 29.5.2008, "Approvazione della metodologia di calcolo delle fasce di rispetto per gli elettrodotti"
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri 08/07/2003, "Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni a campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz) generati dagli elettrodotti", G.U. 28 agosto 2003, n. 200
- Legge quadro 22/02/2001, n. 36, "Legge quadro sulla protezione dalle esposizioni a campi elettrici, magnetici ed elettromagnetici", G.U. 7 marzo 2001, n.55
- Decreto Interministeriale 16 gennaio 1991, "Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell’esercizio di linee aeree esterne" (G.U. Serie Generale del 16/01/1991 n.40)

- Decreto interministeriale 21 marzo 1988, n. 449, "Approvazione nelle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee elettriche aeree esterne"
- CEI 106-12 2006-05 "Guida pratica ai metodi e criteri di riduzione dei campi magnetici prodotti dalle cabine elettriche MT/BT"
- CEI 106-11 2006-02 "Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8/07/2003 (art.6)- Parte I: Linee elettriche aeree in cavo"
- CEI 11-17 1997-07 "Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica – Linee in cavo"
- CEI 211-6 2001-01 "Guida per la misura e per la valutazione dei campi elettrici e magnetici nell'intervallo di frequenza 0 Hz - 10 kHz, con riferimento all'esposizione umana"
- CEI 211-4 1996-12 "Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee elettriche"
- CEI 11-60 2000-07 "Portata al limite termico delle linee elettriche aeree esterne"

L'elenco normativo riportato non è esaustivo, per cui leggi o norme applicabili, anche se non citate, vanno comunque applicate.

3 ANALISI DELLE ALTERNATIVE PROGETTUALI

Al fine di stabilire la migliore soluzione impiantistica per gli impianti agrovoltaici a terra, di seguito verrà condotta un'analisi delle varie tecnologie disponibili sul mercato evidenziandone vantaggi e svantaggi. Al termine di tale analisi, si motiverà la scelta progettuale che ha condotto all'impiego, nel presente progetto, della tecnologia ad **inseguimento monoassiale**.

Gli impianti agrovoltaici a "terra" si distinguono in "fissi" e ad "inseguimento", quest'ultimi a loro volta possono distinguersi in base al grado di libertà che offrono al movimento del pannello fotovoltaico in "inseguitori ad un grado di libertà" ed "inseguitori a due gradi di libertà".

Utilizzando come primo criterio quello della massimizzazione della produzione energetica, la scelta si è orientata sin da subito verso i sistemi ad "inseguimento", i quali garantiscono un guadagno sulla producibilità variabile dal 10% al 35% in più rispetto ad i sistemi "fissi" anche se per contro si hanno:

- Maggiori costi dell'impianto (10-15%);
- Maggiori costi di manutenzione a causa dei componenti di attuazione e controllo del sistema ad inseguimento;
- Minore affidabilità di un sistema dinamico (il sistema d'inseguimento in avaria potrebbe bloccare la superficie dei moduli in una posizione penalizzante per l'esposizione);
- Maggiore spazio occupato, soprattutto per gli impianti di media e grande dimensione disposti su più file per evitare fenomeni di ombreggiamento (occorre uno spazio circa il doppio che per un impianto fisso).

L'ultimo punto analizzato, se da un lato impegna in modo maggiore da un punto di vista economico la società proponente, dall'altro ha dei risvolti di natura ambientale e paesaggistica positivi, infatti anche se l'impegno complessivo di area degli impianti fotovoltaici ad inseguimento, al lordo della superficie compresa tra le strutture

porta moduli, è superiore rispetto agli impianti fissi, l'area di proiezione a terra delle sole strutture porta moduli risulta essere mediamente inferiore, nell'arco della rotazione giornaliera di un sistema ad inseguimento, rispetto alle strutture fisse; d'altra parte la maggiore distanza tra le file dei sistemi ad inseguimento, superiore ai 6 m, consente di valorizzare gli impianti fotovoltaici anche da un punto di vista "agronomico" in quanto vi è la possibilità di coltivare tra le strutture, in modo del tutto meccanizzato, piante a basso fusto ad elevata redditività economica (zenzero, cumino, piante aromatiche/officinali, ecc...).

Di seguito si analizzeranno i vari sistemi ad inseguimento, al fine di individuarne i vantaggi/svantaggi.

3.1 Inseguitori ad un grado di libertà

Gli inseguitori fotovoltaici monoassiali sono dispositivi che "inseguono" il Sole ruotando attorno a un solo asse (Figura 3.1-1). A seconda dell'orientazione di tale asse, possiamo distinguere quattro tipi di inseguitori: inseguitori di tilt, inseguitori di rollio, inseguitori di azimut, inseguitori ad asse polare.

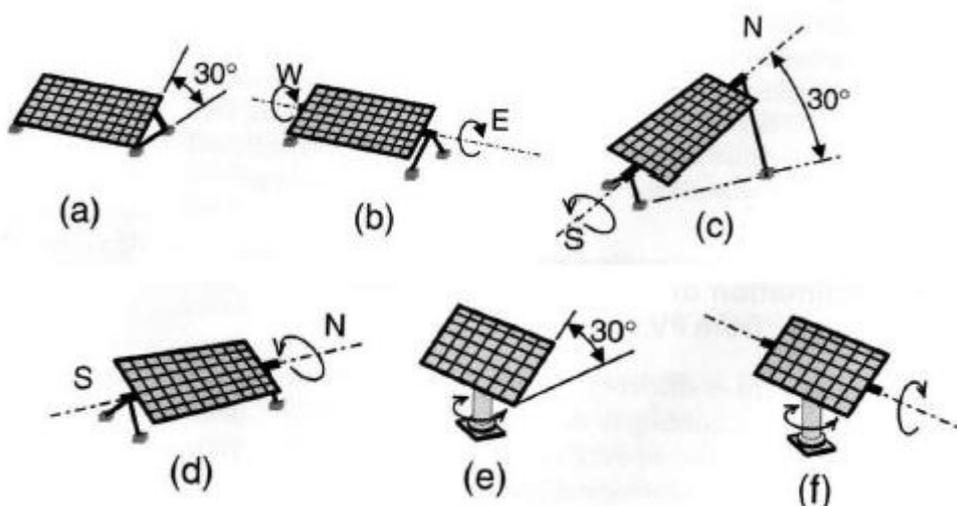


Figura 3.1-1 movimenti degli inseguitori Monoassiali (b, c, d) e Biassiali (e, f)

Gli inseguitori di tilt (o di "beccheggio") - che sono gli inseguitori solari più semplici da realizzare ed anche più economici - ruotano attorno all'asse est-ovest. Poiché normalmente i pannelli solari sono orientati verso sud, ciò vuol dire aumentare o diminuire l'inclinazione del pannello rispetto al terreno di un piccolo angolo, in modo che l'angolo rispetto al suolo - detto angolo di tilt - sia statisticamente ottimale rispetto alla stagione. Infatti, l'angolo di tilt ideale non varia solo con la latitudine (alle latitudini italiane l'angolo ideale varia dai 29° del Sud Italia ai 32° del Nord), ma anche nel corso del tempo, poiché il Sole raggiunge altezze diverse durante l'anno. Questa operazione viene di solito eseguita manualmente due volte l'anno, grazie a una montatura apposita che permette di abbassare o sollevare a mano i pannelli rispetto all'orizzonte: poiché l'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori non supera il 10%, raramente sarebbe giustificato l'impiego di un servomeccanismo (Figura 3.1-2).



Figura 3.1-2 Inseguitori di Tilt

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-1) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Tilt monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI TILT				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Contenuto, in quanto le strutture non superano i 4,5 m alla massima inclinazione	più 2 %	Semplice e non gravoso, paragonabile ai sistemi fissi	più 10%	1. Tali impianti essendo simili a quelli fissi, hanno una distanza tra le file limitata che esclude ogni tipo di coltivazione meccanizzata

Tab. 3.1-1 Caratteristiche Inseguitori di Tilt

Gli inseguitori di rollio si prefiggono di seguire il sole lungo la volta celeste nel suo percorso quotidiano, a prescindere dalla stagione di utilizzo. In questo caso l'asse di rotazione è nord-sud, mentre l'altezza del sole rispetto all'orizzonte viene ignorata. Questi inseguitori sono particolarmente indicati per i paesi a bassa latitudine (Italia compresa, specialmente al sud), in cui il percorso del sole è mediamente più ampio durante l'anno. La rotazione richiesta a queste strutture è più ampia del tilt, spingendosi a volte fino a $\pm 60^\circ$.

Una caratteristica avanzata di questi inseguitori è detta backtracking, e risolve il problema degli ombreggiamenti che inevitabilmente le file di moduli fotovoltaici causano all'alba e al tramonto sollevandosi verso l'orizzonte. Questa tecnica prevede che i servomeccanismi orientino i moduli in base ai raggi solari solo nella fascia centrale della giornata, ma invertano il tracciamento a ridosso di alba e tramonto. La posizione notturna di un campo fotovoltaico con backtracking è perfettamente orizzontale rispetto al suolo, e dopo l'alba il disassamento dell'ortogonale dei moduli rispetto ai raggi solari viene progressivamente ridotto mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analoga procedura al contrario, riportando il campo fotovoltaico in posizione orizzontale per il periodo notturno. L'incremento nella produzione di energia offerto tali inseguitori si aggira intorno al 15% (Figura 3.1-3).



Figura 3.1-3 Inseguitori di Rollio

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Rollio monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI ROLLIO				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Contenuto, in quanto le strutture non superano i 4,5 m alla massima inclinazione	più 3-5 %	Semplice e non gravoso, rispetto ai sistemi fissi bisogna considerare la sola manutenzione dei motori elettrici dei Trackers	più 15%	<ol style="list-style-type: none"> essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli. Le strutture possono alloggiare i moduli bifacciali, che sono maggiormente trasparenti consentendo un minore ombreggiamento

Tab. 3.1-2 Caratteristiche Inseguitori di Rollio

Gli inseguitori di azimut ruotano intorno a un asse verticale perpendicolare al suolo. I pannelli sono montati su una base rotante complanare al terreno che, tramite un servomeccanismo, segue il movimento del Sole da est a ovest durante il giorno ma, a differenza degli inseguitori di tilt e di rollio, senza mai variare l'inclinazione del pannello rispetto al suolo. Ovviamente, gli inseguitori di azimut normalmente hanno i pannelli solari inclinati di un certo angolo rispetto all'asse di rotazione. I progetti che utilizzano questo tipo di inseguitori devono tener opportunamente conto degli ombreggiamenti per evitare perdite di energia e per ottimizzare l'utilizzo del terreno. Tuttavia, l'ottimizzazione in caso di raggruppamento ravvicinato è limitata a causa della natura delle ombre che si creano nel corso dell'anno, perciò sono adatti, sostanzialmente, quando si abbiano a disposizione degli spazi

relativamente ampi. L'incremento nella produzione di energia offerto da questo tipo di inseguitori è intorno al 25% (Figura 3.1-4).



Figura 3.1-4 Inseguitori di Azimut

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori di Azimut monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE DI AZIMUT				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 25-30 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 25%	1. Non vi sono spazi disponibili per la coltivazione, inquanto tali inseguitori necessitano di ampi spazi disponibili per consentire la rotazione delle strutture.

Tab. 3.1-3 Caratteristiche Inseguitori di Azimut

Gli inseguitori ad asse polare ruotano, con l'ausilio di un servomeccanismo, intorno a un asse parallelo all'asse nord-sud di rotazione terrestre (asse polare), e dunque inclinato rispetto al suolo. Si noti che negli inseguitori di rollio l'asse di rotazione è ugualmente orientato in direzione nord-sud, ma esso (e i pannelli) è parallelo al suolo, non all'asse terrestre. Negli inseguitori ad asse polare, invece, l'asse di rotazione è inclinato rispetto al suolo per poter essere circa parallelo all'asse di rotazione terrestre. L'asse di rotazione di tali inseguitori, quindi, è simile a quello attorno al quale il Sole disegna la propria traiettoria nel cielo, ma non uguale, a causa delle variazioni dell'altezza del Sole nel cielo nelle varie stagioni. Gli inseguitori ad asse polare, dunque, riescono a tenere i pannelli solari all'incirca perpendicolari rispetto al Sole durante tutto l'arco della giornata (trascurando le suddette oscillazioni di altezza stagionali) e danno la massima efficienza (+30%) che si possa ottenere con un solo asse di rotazione (Figura 3.1-5).



Figura 3.1-5 Inseguitori ad asse polare

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.1-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori ad Asse Polare monoassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE MONOASSIALE AD ASSE POLARE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Moderato l'altezza delle strutture arriva a 6 m	più 10-15 %	Semplice e non gravoso, rispetto ai sistemi fissi bisogna considerare la sola manutenzione dei motori elettrici dei Trackers	più 30%	<ol style="list-style-type: none"> 1. l'utilizzo dei basamenti in CLS non rende possibile la coltivazione agricola meccanizzata. 2. Le strutture possono alloggiare i moduli bifacciali, che sono maggiormente trasparenti consentendo un minore ombreggiamento

Tab. 3.1-4 Caratteristiche Inseguitori ad Asse Polare

3.2 Inseguitori a due gradi di libertà

Gli inseguitori più sofisticati dispongono di due gradi di libertà, con cui si prefiggono di allineare perfettamente e in tempo reale l'ortogonale dei pannelli fotovoltaici con i raggi solari. Il modo più economico, ma non l'unico, per realizzarli è montare un inseguitore a bordo di un altro. Con questi inseguitori si registrano aumenti di produzione elettrica che raggiungono anche il 35 % - 40 %, a fronte però di una maggior complessità costruttiva. Gli inseguitori fotovoltaici biassiali hanno due assi di rotazione, solitamente perpendicolari fra loro (Figura 4.4.2-

1).



Figura 3.2-1 Inseguitori Biassiale

Grazie ad essi, e con l'ausilio di una strumentazione elettronica più o meno sofisticata, è possibile puntare perfettamente e in tempo reale i pannelli verso il Sole via via che si sposta sulla volta celeste, massimizzando l'efficienza dei pannelli solari. Esistono due tipi di inseguitori biassiali molto comuni, i quali si differenziano per la diversa orientazione degli assi di rotazione: quelli azimut-elevazione e quelli tilt-rollio.

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.2-1) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE BIASSIALE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 25-30 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli.

Tab. 3.2-1 Caratteristiche Inseguitori Biassiali

Gli inseguitori azimut-elevazione, che inseguono il Sole assistiti da un computer, il quale calcola la posizione prevista nel cielo oppure da un sensore di luce che controlla i motori, hanno il loro asse di rotazione principale verticale rispetto al terreno, e quello secondario perpendicolare ad esso, per cui si muovono un po' come il cannone di un carro armato (movimento orizzontale della torretta e verticale della canna). Questa montatura (detta altazimutale), permette di puntare con l'ausilio dell'elettronica qualsiasi punto del cielo, ed è usata anche per orientare riflettori parabolici per il solare termico o che montano motori Stirling per produrre elettricità. La progettazione di impianti che facciano uso di tale tipo di inseguitori deve tener conto degli ombreggiamenti per

evitare perdite di energia e per ottimizzare lo sfruttamento del terreno, anche se in caso di inseguitori ravvicinati fra loro l'ottimizzazione risulta limitata a causa della natura stessa delle ombre che si manifestano nel corso dell'anno (Figura 3.2-2).



Figura 3.2-2 Inseguitori Azimut- elevazione

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 3.2-2) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali Azimut- Elevazione:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE AZIMUT- ELEVAZIONE				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 30-35 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. l'elevato incombolo del sistema ad inseguimento non rende possibile la coltivazione

Tab. 3.2-2 Caratteristiche Inseguitori Biassiali Azimut- Elevazione

Gli inseguitori tilt-rollio hanno l'asse principale parallelo al suolo, mentre quello secondario è normalmente perpendicolare all'asse primario. I posti disponibili alle estremità dell'asse primario possono essere condivisi con più gruppi di pannelli, permettendo costi di installazione più bassi. Per evitare il problema degli ombreggiamenti reciproci che con file di questi inseguitori si verificherebbero all'alba e al tramonto, viene impiegata la cosiddetta tecnica del backtracking: i moduli seguono il movimento del Sole ruotando lungo l'asse di rollio solo nelle ore centrali del giorno, invertendo il movimento a ridosso dell'alba e del tramonto, quando raggiungono un allineamento perfettamente orizzontale (eccetto che per l'inclinazione lungo l'asse di tilt). Ad ogni modo, la

geometria di questi inseguitori risulta molto flessibile. Gli inseguitori di tilt-rollio sono tipicamente allineati con l'asse principale lungo il meridiano che passa per il nord, anche se con l'ausilio del computer è possibile allinearli lungo qualsiasi direzione (Figura 3.2-3).



Figura 4.4.2-3 Inseguitori Tilt- Rollio

Di seguito si riporta la Tabella (Tab. 4.4.4-3) che riassume le caratteristiche salienti degli inseguitori Biassiali Tilt- Rollio:

CARATTERISTICHE INSEGUITORE TILT- ROLLIO				
Impatto Visivo	Incremento Costo investimento Vs. impianto fisso	Operation e Maintenance	Guadagno produzione energetica Vs. impianto fisso	Altre Caratteristiche
Elevato, l'altezza delle strutture arriva a 9 m	più 30-35 %	Complesso per la difficoltà nella pulizia dei pannelli oltre alla manutenzione del sistema Trackers System	più 30-40%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli.

Tab. 3.2-3 Caratteristiche Inseguitori Biassiali Tilt- Rollio

3.3 Scelta del sistema d'inseguimento

La scelta del sistema di inseguimento dipende da numerosi fattori, che includono le dimensioni e le caratteristiche sia della struttura sia del luogo di installazione, la latitudine e le condizioni meteorologiche e climatiche locali. Tipicamente, gli inseguitori biassiali vengono impiegati nei piccoli impianti residenziali e nei Paesi che godono di incentivi molto elevati. Invece, negli altri casi e per i grandi parchi agrovoltai, risultano indicati gli inseguitori monoassiali di rollio, per sfruttare i bassi costi, nonché la semplicità e robustezza dell'installazione, che permette grandi risparmi di scala a fronte di un miglioramento comunque interessante nella produzione di energia, che è rilevante soprattutto di pomeriggio.

Analizzando le caratteristiche principali dei sistemi ad inseguimento, la scelta della società proponente si è indirizzata verso i Sistemi ad Inseguimento Monoassiale di Rollio, i quali garantiscono:

- Costi di investimento e gestione contenuti, paragonabili ai sistemi fissi;
- Un significativo incremento della produzione energetica rispetto ai sistemi fissi;
- Consentono la coltivazione meccanizzata negli spazi tra le strutture porta moduli;
- Consentono l'utilizzo di moduli bifacciali che oltre ad incrementare la produzione energetica, diminuiscono l'ombreggiamento sotto le strutture con la possibilità di coltivare piante tipo lo zenzero che riescono ad attecchire anche nelle zone di penombra.

4 ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO

La società **Sansone Solar Park s.r.l.** propone di realizzare un impianto di **produzione di energia elettrica da fonte solare agrovoltaica con tecnologia ad inseguimento monoassiale di Rollio.**

La potenza di picco è di **47.332,97 kWp** per una produzione calcolata al primo anno di **84.133,27 MWh/anno**, considerato che la perdita di efficienza annuale si può assumere pari a 0,9 %, e che la vita dell'impianto è di 30 anni, la produzione totale di energia nell'arco dei 30 anni è pari a **2.220.672,00 MWh.**

Con la realizzazione dell'impianto, denominato "**Sansone**", si intende conseguire un significativo risparmio energetico, mediante il ricorso alla fonte energetica rinnovabile rappresentata dal Sole.

Il ricorso a tale tecnologia nasce dall'esigenza di coniugare:

- la compatibilità con esigenze paesaggistiche e di tutela ambientale;
- nessun inquinamento acustico;
- un risparmio di combustibile fossile;
- una produzione di energia elettrica senza emissioni di sostanze inquinanti.

Il progetto mira a contribuire al soddisfacimento delle esigenze di "Energia Verde" e allo "Sviluppo Sostenibile" invocate dal Protocollo di Kyoto, dalla Conferenza sul clima e l'ambiente di Copenaghen 2009 e dalla Conferenza sul clima di Parigi del 2015.

Ad oggi, la produzione di energia elettrica è per la quasi totalità proveniente da impianti termoelettrici che utilizzano combustibili sostanzialmente di origine fossile.

L'Italia non possiede riserve significative di fonti fossili, ma da esse ricava circa il 90% dell'energia che consuma, con una rilevante dipendenza dall'estero.

I costi della bolletta energetica, già alti, per l'aumento della domanda internazionale rischiano di diventare insostenibili per la nostra economia con le sanzioni previste in caso di mancato rispetto degli impegni di Kyoto, di Copenaghen e di Parigi.

La transizione verso un mix di fonti di energia e con un peso sempre maggiore di rinnovabili è, pertanto, strategica per un Paese come il nostro dove, tuttavia, le risorse idrauliche e geotermiche sono già sfruttate appieno.

Negli ultimi 10 anni grazie agli incentivi sulle fonti rinnovabili lo sviluppo delle energie verdi nel nostro paese ha subito un notevole incremento soprattutto nell'agrovoltaico e nell'eolico, portando l'Italia tra i paesi più sviluppati dal punto di vista dell'innovazione energetica e ambientale.

La ditta proponente si pone come obiettivo di attuare la “**grid parity**” nell’agrovoltaico grazie all’installazione di impianti di elevata potenza che abbattano i costi fissi e rendono l’energia prodotta dall’agrovoltaico conveniente e sullo stesso livello delle energie prodotte dalle fonti fossili.

L’energia solare è l’unica risorsa non inquinante di cui si dispone in misura adeguata alle esigenze di sviluppo pur non rappresentando da sola, almeno nel breve medio periodo, la risposta al problema energetico mondiale.

4.1 Layout d’impianto

La disposizione delle strutture di sostegno dei moduli fotovoltaici e delle apparecchiature elettriche all’interno dell’area identificata (layout d’impianto), è stata determinata sulla base di diversi criteri conciliando il massimo sfruttamento dell’energia solare incidente con il rispetto dei vincoli paesaggistici ed ambientali così come richiesto dall’allegato **Parte IV** “*Inserimento degli Impianti nel Paesaggio*” del DM 10.09.2010.

L’impatto visivo-paesaggistico dell’impianto è stato valutato con idonei rendering e foto-inserimenti (si rimanda agli elaborati in questione inseriti nella **Parte D-Valutazione d’Impatto Ambientale**). Per mitigare l’impatto visivo dell’opera sarà realizzata, attorno al perimetro d’impianto, una fascia arborea della larghezza di 5 m.

Le opere elettriche dell’impianto sono state progettate avendo cura di minimizzarne l’impatto sul territorio, scegliendo i seguenti criteri:

- Scelta di installare le linee elettriche a 36 kV di vettoriamento dell’energia prodotta dall’Impianto agrovoltaico alla nuova SE 36 kV, non in aereo, ma interrate (minimizzazione dell’impatto visivo);
- Profondità minima di posa dei cavi elettrici a 36 kV ad 1.2 m (minimizzazione impatto elettromagnetico).

In fase di progettazione si è pertanto tenuto conto delle seguenti necessità:

- utilizzare moduli fotovoltaici ad elevata potenza elevata potenza nominale (**695 Wp**), al fine di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell’impianto, ottimizzando l’occupazione del suolo, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV “*Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio*” del DM 10.09.2010 che prescrive :” *il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili*”;
- utilizzare la tecnologia **di impianto ad inseguimento monoassiale** che consente, da un lato un incremento di produzione energetica pari a circa il 20% rispetto agli impianti fissi, e dall’altro di mantenere una distanza tra le strutture di sostegno sufficiente per minimizzare l’ombreggiamento del terreno tra le schiere, consentendo, per altro, il transito dei mezzi per la pulizia dei moduli fotovoltaici ed eventuali mezzi agricoli per le attività che mirano al mantenimento dello stato naturalistico ed ecologico dei suoli, opportunamente descritte nelle relazioni specialistiche allegate;
- utilizzare **moduli fotovoltaici bifacciali con EVA trasparente e doppio vetro**, che consente, da un lato un incremento di produzione energetica, e dall’altro di minimizzare l’ombreggiamento sotto i pannelli fotovoltaici, in accordo con il punto 16.1.F della Parte IV “*Inserimento degli*

*impianti nel paesaggio e sul territorio” del DM 10.09.2010 che prescrive:” la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e **componenti tecnologici innovativi**, volti ad ottenere una **maggiore sostenibilità** degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell'armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, **naturale e paesaggistico**;”.*

- Installare **una fascia arborea** di rispetto lungo il perimetro dell’impianto, avente una larghezza di 5 m;
- Evitare fenomeni di ombreggiamento nelle prime ore del mattino e nelle ore serali, implementando **la tecnica del backtracking**;

Per la definizione del Layout dell’impianto agrovoltaiico è stata svolta un’analisi preliminare tramite sopralluoghi che ha portato ad individuare le **Interferenze presenti all’interno dell’area d’impianto**, di tali interferenze se ne è tenuto conto tramite opportuna individuazione delle **fasce di rispetto delle interferenze**, riportate nell’elaborato **SSPEPD008-PDF_Layout impianto AV su CTR**. Le interferenze individuate sono:

- Una servitù pari a 2m per un acquedotto interrato che risulta essere posto lungo la strada divisoria fra i Campi 1A e 1B e 2A e 2B;
- Una servitù di 9 m per le linee elettriche a bassa e media tensione (BT ed MT) che attraversano il Campo 1A ed il Campo 3B.2.
- Una servitù di 20 metri per lato lungo il gasdotto presente lungo la strada divisoria fra i Campi 1A e 1B e 2A e 2B;
- Un buffer di rispetto di metri 50 dalla pala eolica presente sul margine Sud orientale del Campo 2B.

L’insieme delle considerazioni sopra elencate ha portato allo sviluppo di un **parco agrovoltaiico ad inseguimento monoassiale** (inseguimento di rollio), con moduli di tipo bifacciale della potenza nominale di **695 Wp** (con efficienza di conversione del **22,5%**), caratterizzato da una Potenza Nominale di **47.332,97 kWp**, costituito da **N. 13** unità di generazione disposte su 8 aree (**Sottocampi Fotovoltaici**).

Le strutture di sostegno dei moduli saranno disposte in file parallele con asse in direzione Nord-Sud, ad una distanza di interasse pari a **10 m**. Le strutture saranno equipaggiate con un sistema tracker che permetterà di ruotare la struttura porta moduli durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione rispetto ai raggi solari.

4.2 Architettura Generale

L’impianto agrovoltaiico utilizza come componente principale il modulo composto da celle di silicio che grazie all’effetto fotovoltaico trasforma l’energia luminosa dei fotoni in corrente elettrica continua.

Dal punto di vista elettrico più moduli fotovoltaici vengono collegati in serie a formare una stringa e più stringhe vengono collegate ad un quadro di parallelo. L’energia prodotta è convogliata attraverso i quadri di campo in cavi DC agli inverter e più inverter sono poi collegati in parallelo. I quadri di bassa tensione, di media tensione ed i trasformatori saranno collocati all’interno di opportune cabine cosiddette “chiavi in mano” e solo dopo, da queste cabine di trasformazione ospitanti anche il quadro di media tensione dal quale partirà la dorsale AT per il collegamento dei Sottocampi alla Cabina Generale a 36 kV (Impianto di Utenza).

Si vedano come riferimento gli elaborati elettrici:

SSPEPD013-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 1a
SSPEPD014-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 1b
SSPEPD015-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2a
SSPEPD016-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2b
SSPEPD017-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2c
SSPEPD018-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2d
SSPEPD019-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3a
SSPEPD020-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3bupper
SSPEPD021-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3blower
SSPEPD033-PDF_Opere di connessione - Schema elettrico generale CA

L'architettura generale dell'impianto agrovoltaico è caratterizzata dei seguenti elementi:

- N° **13 unità** di generazione costituite da moduli fotovoltaici, così distinte:
 1. Campo 1A (Cabina 1A.01): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 16 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **7358** Moduli FV, **283** Stringhe su **150** Tracker ed una potenza totale di **5.113,81** kWp;
 2. Campo 1A (Cabina 1A.02): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 16 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **7358** Moduli FV, **283** Stringhe su **150** Tracker ed una potenza totale di **5.113,81** kWp;
 3. Campo 2A (Cabina 2A.01): costituito da **N.1 INVERTER da 1100kVA**, a cui fanno capo **N. 4 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **1690** Moduli FV, **65** Stringhe su **35** Tracker ed una potenza totale di **1.174,55** kWp;
 4. Campo 3A (Cabina 3A.01): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 14 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **6188** Moduli FV, **238** Stringhe su **122** Tracker ed una potenza totale di **4.300,66** kWp;
 5. Campo 1B (Cabina 1B.01): costituito da **N.1 INVERTER da 1100kVA**, a cui fanno capo **N. 4 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **1820** Moduli FV, **70** Stringhe su **73** Tracker ed una potenza totale di **1.264,90** kWp;
 6. Campo 1B (Cabina 1B.02): costituito da **N.1 INVERTER da 1100kVA**, a cui fanno capo **N. 4 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **1794** Moduli FV, **69** Stringhe su **73** Tracker ed una potenza totale di **1.246,83** kWp;
 7. Campo 2B (Cabina 2B.01): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 14 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **6370** Moduli FV, **245** Stringhe su **129** Tracker ed una potenza totale di **4.427,15** kWp;
 8. Campo 2B (Cabina 2B.02): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 14 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **6370** Moduli FV, **245** Stringhe su **130** Tracker ed una potenza totale di **4.427,15** kWp;

9. Campo 3B (Cabina 3B.01): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 17 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **7748** Moduli FV, **298** Stringhe su **156** Tracker ed una potenza totale di **5.384,86** kWp
10. Campo 3B (Cabina 3B.02): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 16 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **7384** Moduli FV, **284** Stringhe su **155** Tracker ed una potenza totale di **5.131,88,86** kWp
11. Campo 3B (Cabina 3B.03): costituito da **N.1 INVERTER da 4400kVA**, a cui fanno capo **N. 18 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **7904** Moduli FV, **304** Stringhe su **156** Tracker ed una potenza totale di **5.493,28** kWp
12. Campo 2C (Cabina 2C.01): costituito da **N.1 INVERTER da 1100kVA**, a cui fanno capo **N. 4 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **1820** Moduli FV, **70** Stringhe su **39** Tracker ed una potenza totale di **1.264,90** kWp;
13. Campo 2D (Cabina 2D.01): costituito da **N.1 INVERTER da 3300kVA**, a cui fanno capo **N. 10 QUADRI DI CAMPO** ognuno costituita da **N.16÷18** Stringhe x N. 26 Moduli per stringa per un totale di **4290** Moduli FV, **165** Stringhe su **84** Tracker ed una potenza totale di **2.981,55** kWp;

Le **13 unità** di generazione sono del tipo “chiavi in mano”, ossia, dotate di dispositivo di conversione DC/AC (inverter), dispositivi di bassa tensione (ausiliari e servizi cabina) e dispositivi di media tensione (trasformatore e protezioni). Esse sono distinte in termini di potenza nominale in tre taglie ossia **Tipo 1** con $P_n = 1100$ kVA, **Tipo 2** con $P_n = 3300$ kVA e **Tipo 3** con $P_n = 4400$ kVA

L'impianto elettrico che raccoglie e veicola l'energia elettrica prodotta dall'impianto agrovoltaiico verso la RTN è costituito da:

- N° 3 Cabine di parallelo sottocampi AT/AT così divise:
 - Cabina di parallelo N.1 costituita da N.1 trasformatore 36/0,4 kV/kV da 0,063 MVA per i servizi ausiliari e da 7 dispositivi di manovra a 36kVper il parallelo dei sottocampi 2C-2D-3A-3B;
 - Cabina di parallelo N.2 costituita da N.1 trasformatore 36/0,4 kV/kV da 0,063 MVA per i servizi ausiliari e da 6 dispositivi di manovra a 36kVper il parallelo dei sottocampi 1A-2A-1B-2B;
 - Cabina generale di consegna costituita da N.1 trasformatore 36/0,4 kV/kV da 0,063 MVA per i servizi ausiliari e da 2 dispositivi di manovra a 36kVper il parallelo delle cabine di campo 1 e 2.
- N° 1 Magazzino-Sala controllo;
- N° 1 Ufficio O&M - Security;
- le dorsali di cavo interrato a 36 kV per il vettoriamento dell'energia prodotta dagli 8 sottocampi verso le Cabine Generali (Cabina FV1-Cabina FV2- Cabina GENERALE FV);
- la realizzazione di una nuova SE a **36 kV** sita lungo la S.P. 110 nel comune di **Ascoli Satriano (FG)**, al fine di collegare l'impianto alla rete RTN di Terna.
- Una rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica e/o RS485 per il controllo dell'impianto agrovoltaiico (parametri elettrici relativi alla generazione di energia e controllo delle strutture tracker) e trasmissione dati via modem o via satellite;
- Una rete elettrica interna a bassa tensione per l'alimentazione dei servizi ausiliari di centrale (controllo, sicurezza, illuminazione, TVCC, forza motrice ecc.) e dei tracker (motore di azionamento).

- Opere civili di servizio, costituite principalmente da basamenti cabine/power station, container magazzini e sala controllo prefabbricati, opere di viabilità, posa cavi, recinzione.

Il layout generale dell'impianto è riportato nella Tavola SSPEPD008-PDF_Layout impianto AV su CTR.

5 COMPONENTI DELL'IMPIANTO AGROVOLTAICO

5.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza (>21%) e ad elevata potenza nominale (695 Wp). Questa soluzione, che permette di ridurre il numero totale di moduli necessari per coprire la taglia prevista dell'impianto, **ottimizza l'occupazione del suolo**, nel pieno rispetto del punto 16.1.C della Parte IV "Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio" del DM 10.09.2010 che prescrive: "il ricorso a criteri progettuali volti ad ottenere il minor consumo possibile del territorio, sfruttando al meglio le risorse energetiche disponibili".

Per la tipologia di impianto ad inseguimento monoassiale, **per ridurre gli ombreggiamenti a terra e quindi evitare la sterilizzazione del suolo**, è previsto l'utilizzo di moduli fotovoltaici bifacciali o, quantomeno, di moduli fotovoltaici monofacciali con EVA trasparente e doppio vetro. Tale scelta è in accordo con il punto 16.1.F della Parte IV "Inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio" del DM 10.09.2010 che prescrive: "la ricerca e la sperimentazione di soluzioni progettuali e **componenti tecnologici innovativi**, volti ad ottenere una **maggiore sostenibilità** degli impianti e delle opere connesse da un punto di vista dell'armonizzazione e del migliore inserimento degli impianti stessi nel contesto storico, **naturale e paesaggistico**;"

La tipologia specifica sarà definita in fase esecutiva cercando di favorire la filiera di produzione locale.

Le caratteristiche preliminari dei moduli utilizzati per il dimensionamento dell'impianto sono riportate nella seguente tabella (Tab. 5.1-1):

GRANDEZZA CARATTERISTICA	VALORE
Tecnologia:	Monocristallino Bifacciale
Potenza massima (Pmax) Wp:	695
Voc Tensione a circuito aperto STC [V]:	50,11
Isc Corrente di corto circuito STC [A]:	17,19
Lunghezza x Larghezza x Spessore [mm]:	2.384 x 1.303 x 35
Classe di isolamento:	II
Massima tensione d'isolamento [V]	1.500

Tab. 5.1-1 Caratteristiche Moduli fotovoltaici

Nella parte posteriore di ogni modulo sono collocate le scatole di giunzione per il collegamento dei moduli al resto dell'impianto. Tali scatole, che hanno grado di protezione meccanica IP55, sono dotate di diodi di by-pass per evitare il flusso di corrente in direzione inversa (ad esempio in caso di ombreggiamento dei moduli) e conseguenti fenomeni di hotspot che potrebbero danneggiare i moduli stessi.

I moduli sono marcati CE e sono certificati in classe di isolamento II e rispondenti alla norma CEI 82-25.



Fig. 5.1-1 Tipico Modulo fotovoltaico Bifacciale

5.2 Stringhe Fotovoltaiche

I moduli fotovoltaici sono collegati tra loro in serie attraverso dei connettori di tipo maschio-femmina (tipo MC4 e/o MC3), formando una “**Stringa Fotovoltaica**”. Ogni stringa è formata da **26 moduli**, per un totale di **2068** stringhe per l’intero l’impianto agrovoltaico.

La seguente figura 5.2-1 riporta un tipico del cablaggio di una stringa fotovoltaica:

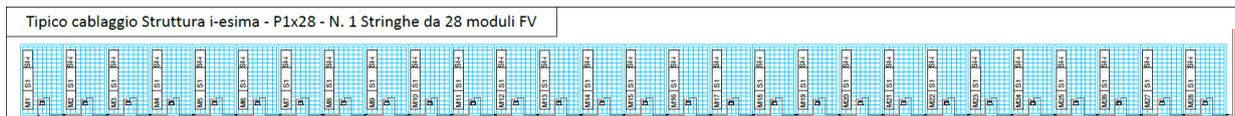


Fig. 5.2-1 Tipico Cablaggio Stringa

Le stringhe sono collegate direttamente all’inverter tramite cavi DC. Gli inverters sono installati all’esterno, sotto le vele, e il loro involucro garantirà lunga durata e massima sicurezza.

L’intero impianto Agrovoltaico contiene N. **2.068** Stringhe, così suddivise:

Campo 1A: N. **566** Stringhe, per un totale di **14.716** Moduli FV;

Campo 2A: N. **65** Stringhe, per un totale di **1.690** Moduli FV;

Campo 1B: N. **139** Stringhe, per un totale di **3.614** Moduli FV;

Campo 2B: N. **490** Stringhe, per un totale di **12.740** Moduli FV;

Campo 3A: N. **238** Stringhe, per un totale di **6.188** Moduli FV;

Campo 3B: N. **875** Stringhe, per un totale di **22.750** Moduli FV;

Campo 2C: N. **70** Stringhe, per un totale di **1.820** Moduli FV;

Campo 2D: N. **165** Stringhe, per un totale di **4.290** Moduli FV;

Ognuno degli inverter installati può ricevere in ingresso al più **N. 14** ingressi a polarità suddivisi su **N.3** ingressi MPPT (4/5/5).

Gli schemi elettrici dei seguenti elaborati riportano la distribuzione delle stringhe ed il numero delle stringhe:

SSPEPD013-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 1a
SSPEPD014-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 1b
SSPEPD015-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2a
SSPEPD016-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2b
SSPEPD017-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2c
SSPEPD018-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 2d
SSPEPD019-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3a
SSPEPD020-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3bupper
SSPEPD021-PDF_Layout e schema elettrico - Sottocampo 3blower

Le caratteristiche elettriche di una stringa fotovoltaica, formata da n. 26 moduli FV collegati in serie, sono di seguito riportate:

Stringa con moduli da 695 Wp	
Numero di moduli fotovoltaici	26 (connessi in serie)
Tensione al punto massima potenza V_{mpp} (STC)	$42,77 \times 26 = 1.112,02 \text{ V}$
Corrente al punto di massima potenza I_{mpp} (STC)	16,25 A
Potenza nominale di picco (STC)	18.070,32 Wp

Tab. 5.2-1 Caratteristiche elettriche stringa fotovoltaica

Inoltre, poiché il numero di stringhe connesse in parallelo nei rispettivi quadri di campo è variabile, è possibile distinguere diverse configurazioni, in particolare avremo:

- PV Combiner da 1500Vdc con **N.16** stringhe formate da 26 moduli di 695 Wp;
- PV Combiner da 1500Vdc con **N.17** stringhe formate da 26 moduli di 695 Wp;
- PV Combiner da 1500Vdc con **N.18** stringhe formate da 26 moduli di 695 Wp;

1.1 Gruppo di conversione

CC/CA Inverter

L'energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente continua è veicolata negli Inverters di ognuno dei **N. 8 Sottocampi**.

Gli inverter sono del tipo "centralizzati" e sono installati internamente alle cabine di conversione in apposito scomparto dove sono presenti, inoltre, idonei dispositivi atti a sezionare e proteggere il lato in corrente alternata, alloggiati in appositi quadri da installare in prossimità degli inverter stessi.

Per il presente progetto è previsto l'impiego di inverter di centralizzati **Sungrow Power Supply SG1100UD-MV-SG3300UD-MV- SG4400UD-MV**. (Figura 5.3-3 - Inverter centralizzato Sungrow SG4400UD-MV).



Figura 5.3-3 - Inverter centralizzato Sungrow SG3300UD-MV

I valori della tensione e della corrente di ingresso di questo inverter sono compatibili con quelli delle stringhe di moduli FV ad esso afferenti, mentre i valori della tensione e della frequenza in uscita (36000 V – 50 Hz) sono compatibili con quelli della rete alla quale viene connesso l'impianto.

Gli inverter avranno in ingresso i cavi DC provenienti dai quadri di campo; ogni inverter è in grado di ricevere fino a 14 input; ciascun ingresso in corrente continua sarà protetto tramite un fusibile dedicato mentre la sezione in corrente alternata sarà protetta tramite interruttore.

Gli inverter, aventi grado di protezione IP 65, risultano adatti ad operare nelle condizioni ambientali che caratterizzano il sito di installazione dell'impianto FV (intervallo di temperatura ambiente operativa: -20...+50 °C).

L'uscita in corrente alternata di ciascun inverter sarà collegata al circuito secondario del trasformatore di potenza BT/AT attraverso un quadro di bassa tensione.

Ciascun inverter è in grado di monitorare, registrare e trasmettere automaticamente i principali parametri elettrici in corrente continua ed in corrente alternata. L'inverter selezionato è conforme alla norma CEI 0-16.

Le seguenti tabelle riportano le principali caratteristiche tecniche degli inverter selezionati utilizzati nella definizione del progetto:

- **Tipologia Gruppo di Conversione CC/CA:**

GRANDEZZA CARATTERISTICA	VALORE
Tensione Massima in Ingresso [V]	1500 V
Tensione di Uscita alla P_{nom} [V]	0,63 kV
Frequenza di uscita	50 Hz
$\cos \varphi$	0,8-1
Grado di protezione	IP65
Range di temperatura di funzionamento	-25 +60 °C
Massima corrente di corto circuito in ingresso CC [A]	100
Potenza nominale in uscita (CA)	1100 kVA (per ciascun modulo)
Rendimento europeo	98,6%

Tab. 5.3-2 Caratteristiche sistema di Conversione CC/CA

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell'inverter di stringa sarà effettuata in fase di progettazione costruttiva in seguito all'esito positivo della procedura autorizzativa, sulla base delle attuali condizioni di mercato nonché delle effettive disponibilità da parte dei produttori. L'architettura d'impianto non subirà comunque alcuna variazione significativa.

Trasformatore:

Il trasformatore elevatore è di tipo a secco o isolato in olio. In quest'ultimo caso è prevista una vasca di raccolta dell'olio in acciaio inox, adeguatamente dimensionata.

Il trasformatore è corredato dei relativi dispositivi di protezione elettromeccanica, quali sensori di temperatura, relè Buchholtz., ecc.

Quadro AT/BT

All'interno della cabina di trasformazione, nel comparto AT/BT, è installato il Quadro AT/BT, composto da 4 o 5 scomparti, a seconda che avvenga un entra-escei verso un'altra cabina o meno (Cella AT/BT arrivo, partenza e trasformatore).

La seguente figura (Fig. 5.3-4) mostra un tipico schema elettrico di un Gruppo di Conversione che comprende sia il lato CC che quello CA:

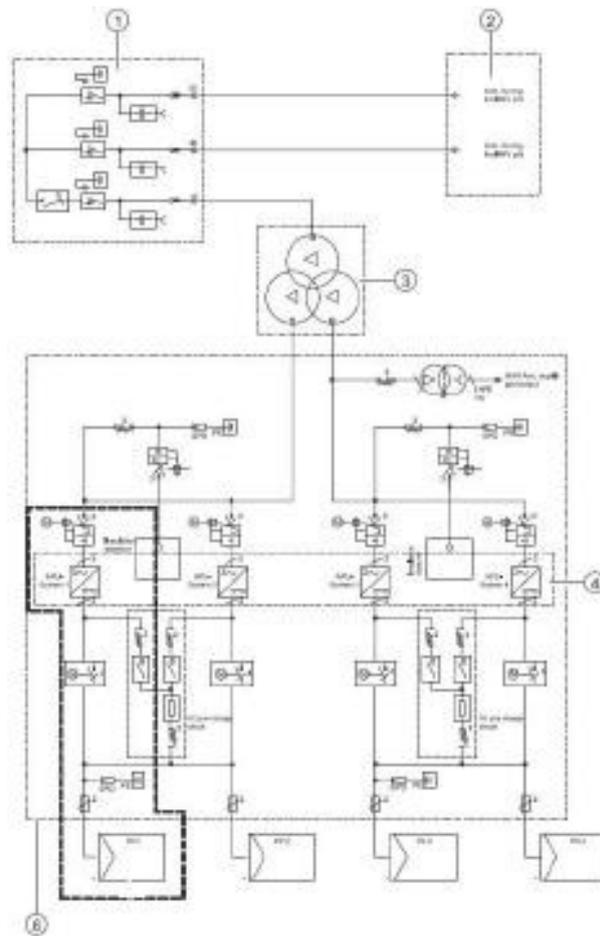


Fig. 5.3-4 Schema elettrico Gruppo di Conversione CC/CA

Compartimento BT

All'interno della cabina trasformatore, nel comparto BT, sono installate le seguenti apparecchiature di bassa tensione:

- Quadro BT per il parallelo degli inverters facenti parte del sottocampo;
- Quadro BT per alimentazioni ausiliarie (F.M., illuminazione, ausiliari quadri, ecc);
- Pannello contatori per la misura dell'energia attiva prodotta;
- UPS per alimentazioni ausiliarie delle apparecchiature di monitoraggio d'impianto alloggiato nella cabina di trasformazione;
- Trasformatore di tensione per i servizi ausiliari.

5.3 Strutture di Sostegno

L'impianto in progetto, del tipo ad **inseguimento monoassiale (inseguitori di rollio)**, prevede l'installazione di strutture di supporto dei moduli fotovoltaici (realizzate in materiale metallico), disposte in direzione Nord-Sud su file parallele ed opportunamente spaziate tra loro (interasse di **10 m**), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla successiva Figura 5.4-1:

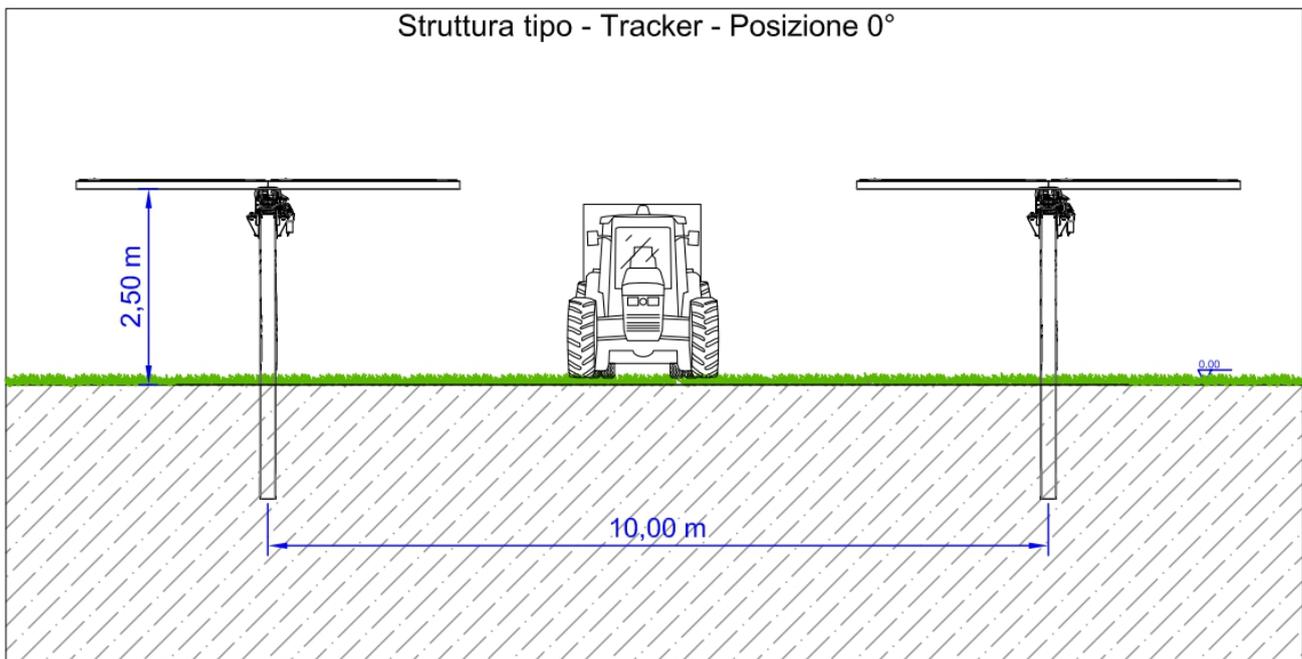


Fig. 5.4-1 Tipico struttura di supporto – Vista posizione 0°

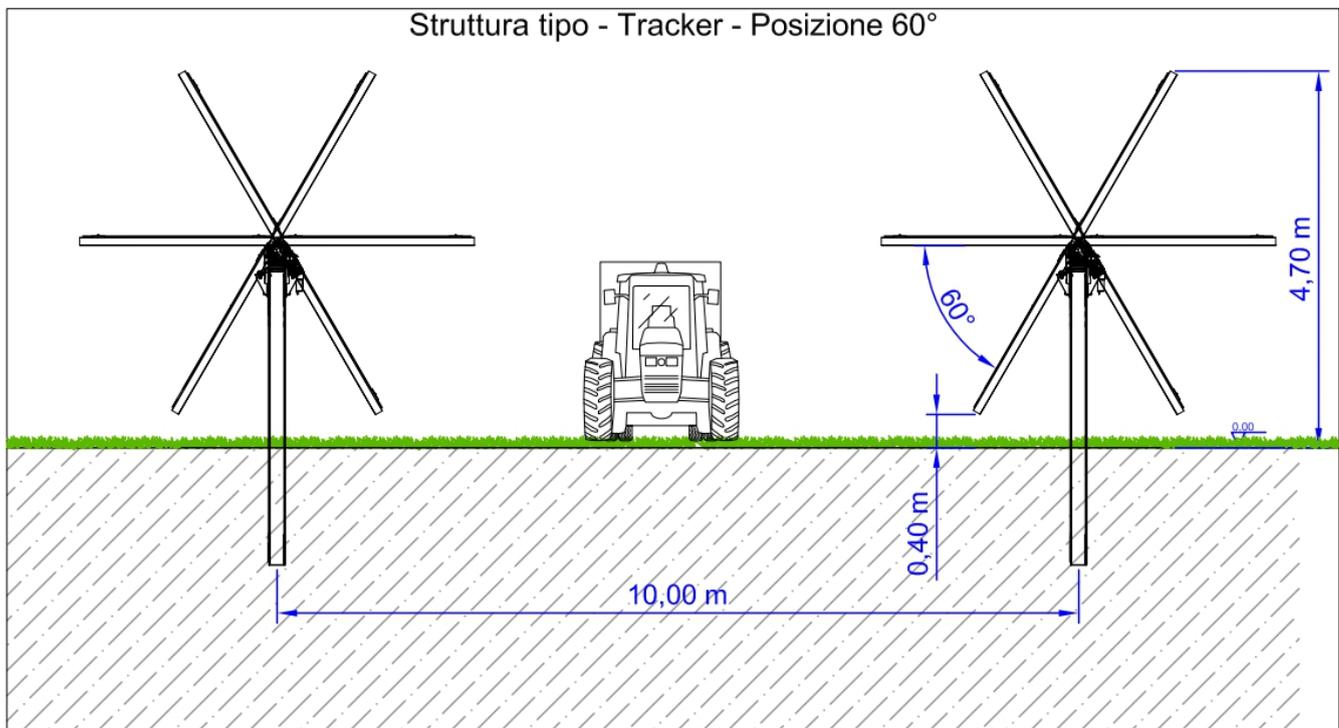


Fig. 5.4-1 Tipico struttura di supporto – Vista posizione 60°

Le strutture di supporto sono costituite essenzialmente da tre componenti (si veda la Figura 5.4-2):

- 1) I pali in acciaio zincato, direttamente infissi nel terreno (nessuna fondazione prevista);
- 2) La struttura porta moduli girevole, montata sulla testa dei pali, composta da profilati in acciaio, sulla quale viene posata una fila di moduli fotovoltaici (in totale **26** moduli disposti su una fila in verticale);

3) L'inseguitore solare monoassiale, necessario per la rotazione della struttura porta moduli. L'inseguitore è costituito essenzialmente da un motore elettrico (controllato da un software), che tramite un'asta collegata al profilato centrale della struttura di supporto, permette di ruotare la struttura durante la giornata, posizionando i pannelli nella perfetta angolazione per minimizzare la deviazione dall'ortogonalità dei raggi solari incidenti, ed ottenere per ogni cella un surplus di energia fotovoltaica generata.



Fig. 5.4-2 Componenti struttura di supporto

Le strutture saranno opportunamente dimensionate per sopportare il peso dei moduli fotovoltaici, considerando il carico da neve e da vento della zona di installazione.

La tipologia di struttura prescelta è ottimale per massimizzare la produzione di energia utilizzando i moduli bifacciali.

L'inseguitore solare serve ad ottimizzare la produzione elettrica dell'effetto fotovoltaico (il silicio monocristallino risulta molto sensibile al grado di incidenza della luce che ne colpisce la superficie) ed utilizza la **tecnica del backtracking**, per evitare fenomeni di ombreggiamento a ridosso dell'alba e del tramonto. In pratica nelle prime ore della giornata e prima del tramonto i moduli non sono orientati in posizione ottimale rispetto alla direzione dei raggi solari, ma hanno un'inclinazione minore (tracciamento invertito). Con questa tecnica si ottiene una maggiore produzione energetica dell'impianto agrovoltaiico, perché il beneficio associato all'annullamento dell'ombreggiamento è superiore alla mancata produzione dovuta al non perfetto allineamento dei moduli rispetto alla direzione dei raggi solari.

L'algoritmo di backtracking che comanda i motori elettrici consente ai moduli fotovoltaici di seguire automaticamente il movimento del sole durante tutto il giorno, arrivando a catturare il 15-20% in più di irraggiamento solare rispetto ad un sistema con inclinazione fissa.

L'altezza dei pali di sostegno è stata fissata in modo che l'altezza massima raggiunta dai moduli è circa **4,70** m (sempre in corrispondenza della massima inclinazione dei moduli).

La tipologia di struttura prescelta, considerata la distanza tra le strutture (**10** m di interasse), gli ingombri e l'altezza del montante principale (>2 m), si presta ad una perfetta integrazione tra impianto agrovoltaico ed attività agricole.

Il disegno tipico delle strutture di sostegno è rappresentato nella Tavola **SSPEPD025.2-PDF_Particolari costruttivi - Tipico strutture di sostegno**.

5.4 Cavi utilizzati all'interno dell'area impianto agrovoltaico

5.5.1 Cavi solari di stringa

Sono definiti cavi solari di stringa, i cavi che collegano le stringhe (i moduli in serie) ai quadri DC di parallelo e hanno una sezione da 16 mm² (considerando una distanza media dalla stringa di circa 60 m).

I cavi solari di stringa sono alloggiati all'interno del profilato della struttura e interrati per brevi tratti (tra inizio vela e quadro DC di parallelo).

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2 o equivalenti (rame o alluminio), tipicamente utilizzati per le interconnessioni dei vari elementi degli impianti agrovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti agrovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40 °C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm²
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): 4D:

5.5.2 Cavi Solari DC

Sono definiti cavi solari DC, i cavi che collegano i quadri di parallelo DC agli inverter e hanno una sezione unica da 70 mm².

I cavi solari DC sono direttamente interrati e solo in alcuni brevi tratti possono essere posati sulla struttura all'interno del profilato della struttura portamoduli.

I cavi saranno del tipo H1Z2Z2 o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti agrovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti agrovoltaici con isolanti e guaina in mescola reticolata a basso contenuto di alogeni testati per durare più di 25 anni.

Essi sono adatti per l'installazione fissa all'esterno ed all'interno, senza protezione o entro tubazioni in vista o incassate oppure in sistemi chiusi similari, sono resistenti all'ozono secondo EN50396, ai raggi UV secondo HD605/A1. Inoltre, sono testati per durare nel tempo secondo la EN 60216.

Le condizioni di posa sono:

- Temperatura minima di installazione e maneggio: -40°C
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm^2
- Raggio minimo di curvatura per diametro del cavo D (in mm): $6D$.

5.5.3 Cavi Alimentazione Tracker

Sono cavi di bassa tensione utilizzati per alimentare elettricamente i motori presenti sulle strutture. Potranno essere installati nei quadri di distribuzione per alimentare più motori contemporaneamente. Questi cavi sono alloggiati sia sulle strutture (nei profilati metallici della struttura) che interrati, a seconda del percorso previsto dal quadro BT del sottocampo di appartenenza fino al motore elettrico da alimentare.

Si utilizzerà un cavo per energia, isolato con gomma etilpropilenica ad alto modulo di qualità G16, sotto guaina di PVC di qualità R16 (tipo FG16(O)R16).

5.5.4 Cavi Dati

Costituiscono i cavi di trasmissione dati riguardanti i vari sistemi (fotovoltaico, trackers, stazioni meteo, antintrusione, videosorveglianza, contatori, apparecchiature elettriche, sistemi di sicurezza, connessione verso l'esterno, ecc.)

Le tipologie di cavo possono essere di due tipi:

- Cavo RS485 per tratte di cavo di lunghezza limitata;
- Cavo in F.O., per i tratti più lunghi.

5.5.5 Cavi a 36 kV interni all'impianto agrovoltaiico

I cavi (di progetto a 36 kV) **interni** all'impianto agrovoltaiico collegano i vari gruppi di conversione tra loro fino alle Cabine di parallelo (Cabina FV1-FV2) poste ognuna all'interno dell'area di pertinenza

Da tali cabine, partono i cavi (di progetto a 36 kV) **esterni** che raggiungono la cabina di consegna (Cabina GENERALE FV).

Il tracciato dei cavi **interni al perimetro dell'impianto agrovoltaiico** interessa il collegamento dei N. **13** gruppi di conversione tra loro, collegati a gruppi in **configurazione radiale**, in particolare si realizzeranno **n. 15 cavidotti** interni, come di seguito descritti:

- Il **primo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto tranne che per un attraversamento stradale e collega la cabina di generazione 1A.01 del sottocampo 1A alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **808 m**.
- Il **secondo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto tranne che per un attraversamento stradale e collega la cabina di generazione 1A.02 del sottocampo 1A alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **772 m**.
- Il **terzo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto tranne che per un attraversamento stradale e collega la cabina di generazione 2A.01 del sottocampo 2A alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **505 m**.
- Il **quarto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di generazione 1B.01 del sottocampo 1B alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **303 m**.
- Il **quinto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di generazione 1B.02 del sottocampo 1B alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **341 m**.

- Il **sesto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di generazione 2B.01 del sottocampo 2B alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **377 m**.
- Il **settimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di generazione 2B.02 del sottocampo 2B alla cabina di parallelo FV1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **676 m**.
- L'**ottavo circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di generazione 3A.01 del sottocampo 3A alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **534 m**.
- Il **nono circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di generazione 3B.01 del sottocampo 3B alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **837 m**.
- Il **decimo circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di generazione 3B.02 del sottocampo 3B alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **914 m**.
- L'**undicesimo circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di generazione 3B.03 del sottocampo 3B alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **837 m**.
- Il **dodicesimo circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di generazione 2C.01 del sottocampo 2C alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **552 m**.
- Il **tredecimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di generazione 2D.01 del sottocampo 2D alla cabina di parallelo FV2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **608 m**.
- Il **quattordicesimo circuito interno** è in parte all'interno dell'impianto e in parte lungo la strada e collega la cabina di parallelo FV2 ubicata nel sottocampo 2D alla cabina GENERALE FV ubicata nel sottocampo 2B; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **1229 m**.
- Il **quindicesimo circuito interno** è unicamente all'interno dell'impianto e collega la cabina di parallelo FV1 alla cabina GENERALE FV entrambe ubicate nel sottocampo 2B; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **20 m**.

6 CONCLUSIONI: ATTUALITÀ DEL PROGETTO

I benefici derivanti dall'applicazione della tecnologia agrovoltaiica sono molteplici. Oltre ai benefici strettamente legati all'utilizzo di una fonte rinnovabile è importante citare le ricadute positive sul tessuto produttivo dell'area interessata: la tecnologia dell'impianto proposto prevede nella realizzazione dell'impianto un largo coinvolgimento delle maestranze locali permettendo la valorizzazione delle attività locali ed offrendo una prospettiva di crescita tecnologica e economica, occupazione e sviluppo.

Inoltre, eseguendo un confronto con altre tecnologie di fonti rinnovabili (solare, eolico, idroelettrico etc..) si evidenzia che la tecnologia scelta per il presente progetto risulta rispettosa dell'ambiente, del territorio e del

sistema elettrico nazionale, permettendo elevate efficienze di conversione, ridotta superficie occupata a parità di energia resa. Ciò garantisce una prospettiva di impatto ambientale minimo, coerente con un concetto di “generazione sostenibile” e con il desiderio della comunità e delle amministrazioni locali.

Dalla lettura della normativa e della bibliografia settoriale, appare evidente l’importanza di una diversificazione nei metodi di produzione dell’energia elettrica. I crescenti consumi energetici ed il contestuale aumento del costo di produzione dell’energia, specialmente legato all’aumento del prezzo d’acquisto del petrolio, e, cosa importante, l’accresciuta sensibilità ambientale dei cittadini e delle istituzioni, spingono all’introduzione di sistemi di generazione come quello in oggetto, in grado sia di limitare la dipendenza della Nazione dagli stati produttori di combustibili fossili sia di tutelare l’ambiente in cui viviamo, sistemi che ci avvicineranno, non solo a parole, a quello sviluppo sostenibile da più parti auspicato.

ALLEGATO- 1 CALCOLO PRODUCIBILITÀ IMPIANTO

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: Emeren_Ascoli Satriano

Variant: New simulation variant

Tracking system with backtracking

System power: 47.33 MWp

Ascoli Satriano - Italy

Author

Emeren Italia Srl (Italy)



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

Project summary

Geographical Site		Situation		Project settings	
Ascoli Satriano		Latitude	41.27 °N	Albedo	0.20
Italy		Longitude	15.59 °E		
		Altitude	215 m		
		Time zone	UTC+1		
Meteo data					
Ascoli Satriano					
SolarGIS Monthly aver. , period not spec. - Synthetic					

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking			
PV Field Orientation		Tracking algorithm		Near Shadings	
Orientation		Irradiance optimization		Linear shadings	
Tracking plane, horizontal N-S axis		Backtracking activated		Diffuse shading	Automatic
Axis azimuth					
0 °					
System information					
PV Array					
Nb. of modules	68105 units	Inverters		Nb. of units	13 units
Pnom total	47.33 MWp			Pnom total	42.90 MWac
				Pnom ratio	1.103
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	84133279 kWh/year	Specific production	1777 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	88.64 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11

**PVsyst V7.3.2**

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

General parameters**Grid-Connected System****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis
Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez
Diffuse Perez, Meteonorm
Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Bifacial system

Model 2D Calculation
unlimited trackers

Bifacial model geometry

Tracker Spacing 10.00 m
Tracker width 4.85 m
GCR 48.5 %
Axis height above ground 2.40 m

Tracking system with backtracking**Tracking algorithm**

Irradiance optimization
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings
Diffuse shading Automatic

Backtracking array

Nb. of trackers 291 units
Identical arrays

Sizes

Tracker Spacing 10.00 m
Collector width 4.79 m
Ground Cov. Ratio (GCR) 47.9 %
Phi min / max. -/+ 60.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 61.2 °
Backtracking pitch 10.00 m
Backtracking width 4.91 m

User's needs

Unlimited load (grid)

Bifacial model definitions

Ground albedo 0.20
Bifaciality factor 90 %
Rear shading factor 5.0 %
Rear mismatch loss 10.0 %
Shed transparent fraction 0.0 %

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer AKCOME
Model SKA611HDGDC-695
(Original PVsyst database)
Unit Nom. Power 695 Wp
Number of PV modules 56639 units
Nominal (STC) 39.36 MWp

Array #1 - 1A

Number of PV modules 14716 units
Nominal (STC) 10.23 MWp
Modules 566 Strings x 26 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp 9620 kWp
U mpp 1029 V
I mpp 9347 A

Inverter

Manufacturer Sungrow
Model SG4400UD
(Custom parameters definition)
Unit Nom. Power 4400 kWac
Number of inverters 8 units
Total power 35200 kWac

Number of inverters 2 units
Total power 8800 kWac

Operating voltage 895-1500 V
Max. power (=>20°C) 5060 kWac
Pnom ratio (DC:AC) 1.16
Power sharing within this inverter



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

PV Array Characteristics

Array #3 - 3A

Number of PV modules	6188 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4301 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	238 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	4045 kWp	Max. power (=>20°C)	5060 kWac
U mpp	1029 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.98
I mpp	3931 A	Power sharing within this inverter	

Array #5 - 2B

Number of PV modules	12740 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	8854 kWp	Total power	8800 kWac
Modules	490 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	8328 kWp	Max. power (=>20°C)	5060 kWac
U mpp	1029 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.01
I mpp	8092 A	Power sharing within this inverter	

Array #6 - 3B North

Number of PV modules	15120 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	10.51 MWp	Total power	8800 kWac
Modules	560 Strings x 27 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	9884 kWp	Max. power (=>20°C)	5060 kWac
U mpp	1069 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.19
I mpp	9248 A	Power sharing within this inverter	

Array #7 - 3B South

Number of PV modules	7875 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	5473 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	315 Strings x 25 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	5148 kWp	Max. power (=>20°C)	5060 kWac
U mpp	990 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.24
I mpp	5202 A	Power sharing within this inverter	

PV module

Manufacturer	AKCOME
Model	SKA611HDGDC-695
(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	695 Wp
Number of PV modules	7176 units
Nominal (STC)	4987 kWp

Inverter

Manufacturer	Sungrow
Model	SG1100UD
(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	1100 kWac
Number of inverters	4 units
Total power	4400 kWac

Array #2 - 2A

Number of PV modules	1742 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1211 kWp	Total power	1100 kWac
Modules	67 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	1139 kWp	Max. power (=>22°C)	1265 kWac
U mpp	1029 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.10
I mpp	1107 A		



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

PV Array Characteristics

Array #4 - 1B

Number of PV modules	3614 units	Number of inverters	2 units
Nominal (STC)	2512 kWp	Total power	2200 kWac
Modules	139 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	2362 kWp	Max. power (=>22°C)	1265 kWac
U mpp	1029 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.14
I mpp	2296 A		

Array #8 - 2C

Number of PV modules	1820 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	1265 kWp	Total power	1100 kWac
Modules	70 Strings x 26 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	895-1500 V
Pmpp	1190 kWp	Max. power (=>22°C)	1265 kWac
U mpp	1029 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.15
I mpp	1156 A		

Array #9 - 2D

PV module		Inverter	
Manufacturer	AKCOME	Manufacturer	Sungrow
Model	SKA611HDGDC-695	Model	SG3300UD
(Original PVsyst database)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	695 Wp	Unit Nom. Power	3300 kWac
Number of PV modules	4290 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	2982 kWp	Total power	3300 kWac
Modules	165 Strings x 26 In series	Operating voltage	895-1500 V
At operating cond. (50°C)		Max. power (=>20°C)	3795 kWac
Pmpp	2804 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.90
U mpp	1029 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	2725 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	47333 kWp	Total power	42900 kWac
Total	68105 modules	Max. power	49335 kWac
Module area	211558 m²	Number of inverters	13 units
		Pnom ratio	1.10

Array losses

Array Soiling Losses

Loss Fraction 3.0 %

Thermal Loss factor

Module temperature according to irradiance
Uc (const) 29.0 W/m²K
Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 2.0 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.3 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

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



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

DC wiring losses

Global wiring resistance 0.39 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #1 - 1A

Global array res. 1.8 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #3 - 3A

Global array res. 4.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #5 - 2B

Global array res. 2.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #7 - 3B South

Global array res. 3.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #9 - 2D

Global array res. 6.1 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #2 - 2A

Global array res. 15 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #4 - 1B

Global array res. 7.2 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #6 - 3B North

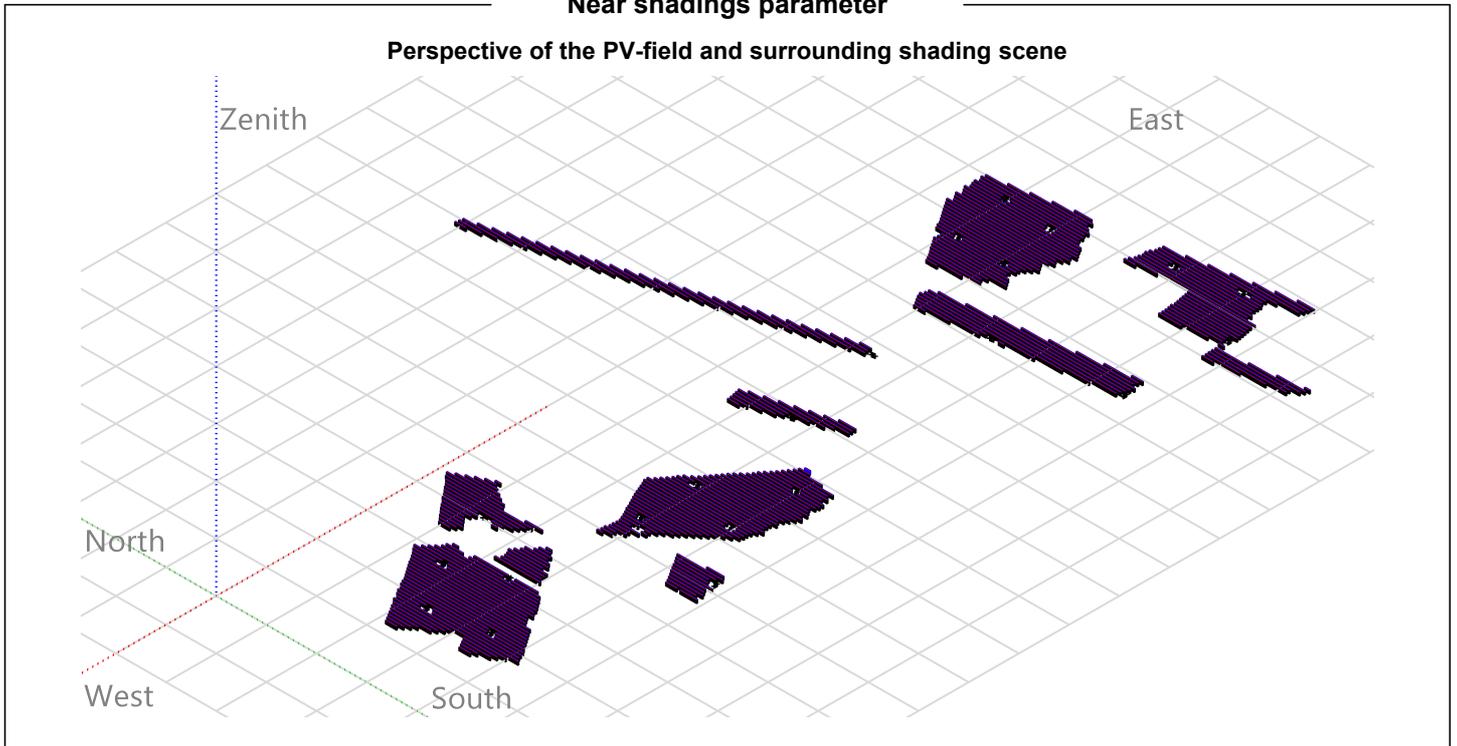
Global array res. 1.9 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

Array #8 - 2C

Global array res. 14 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

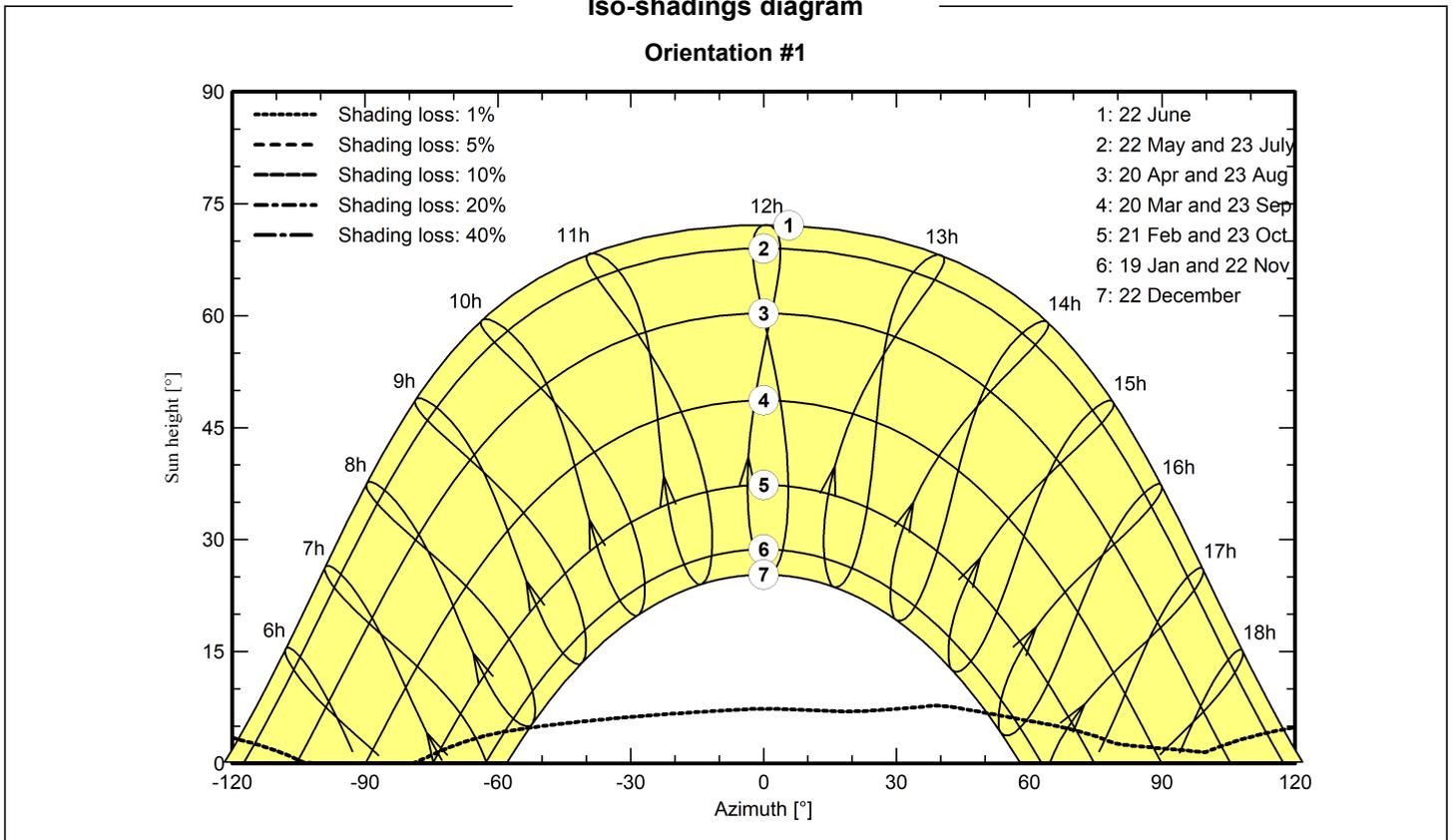


Near shadings parameter



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

Main results

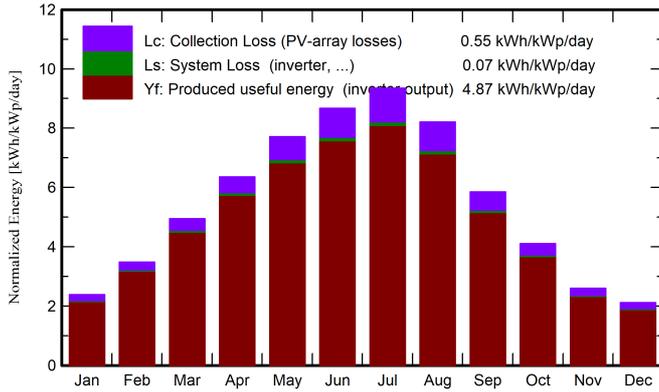
System Production

Produced Energy 84133279 kWh/year

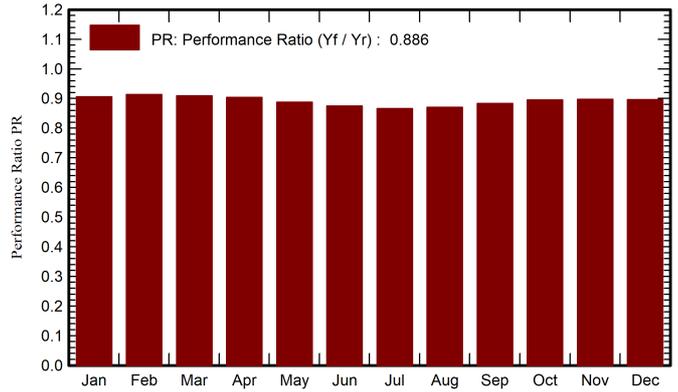
Specific production
Performance Ratio PR

1777 kWh/kWp/year
88.64 %

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 kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	57.4	26.70	7.20	73.9	68.4	3214963	3168775	0.906
February	75.9	33.10	7.80	97.6	91.3	4279294	4219497	0.914
March	120.5	51.00	10.20	153.2	144.6	6687460	6590949	0.909
April	151.8	64.90	13.50	190.7	180.7	8275402	8156535	0.904
May	190.6	79.40	18.50	239.1	226.8	10188872	10041287	0.887
June	205.9	79.20	23.40	260.1	247.2	10932653	10773079	0.875
July	222.6	72.00	25.90	290.0	275.8	12063339	11890652	0.866
August	197.0	66.80	25.70	254.3	242.1	10631365	10475985	0.870
September	136.6	57.10	20.90	175.4	165.8	7432494	7330058	0.883
October	100.3	44.00	16.50	127.5	119.8	5474627	5398114	0.895
November	61.2	29.50	12.00	78.0	72.3	3359371	3310873	0.897
December	50.4	23.60	8.30	65.5	60.1	2819074	2777476	0.896
Year	1570.2	627.29	15.87	2005.2	1894.9	85358912	84133279	0.886

Legends

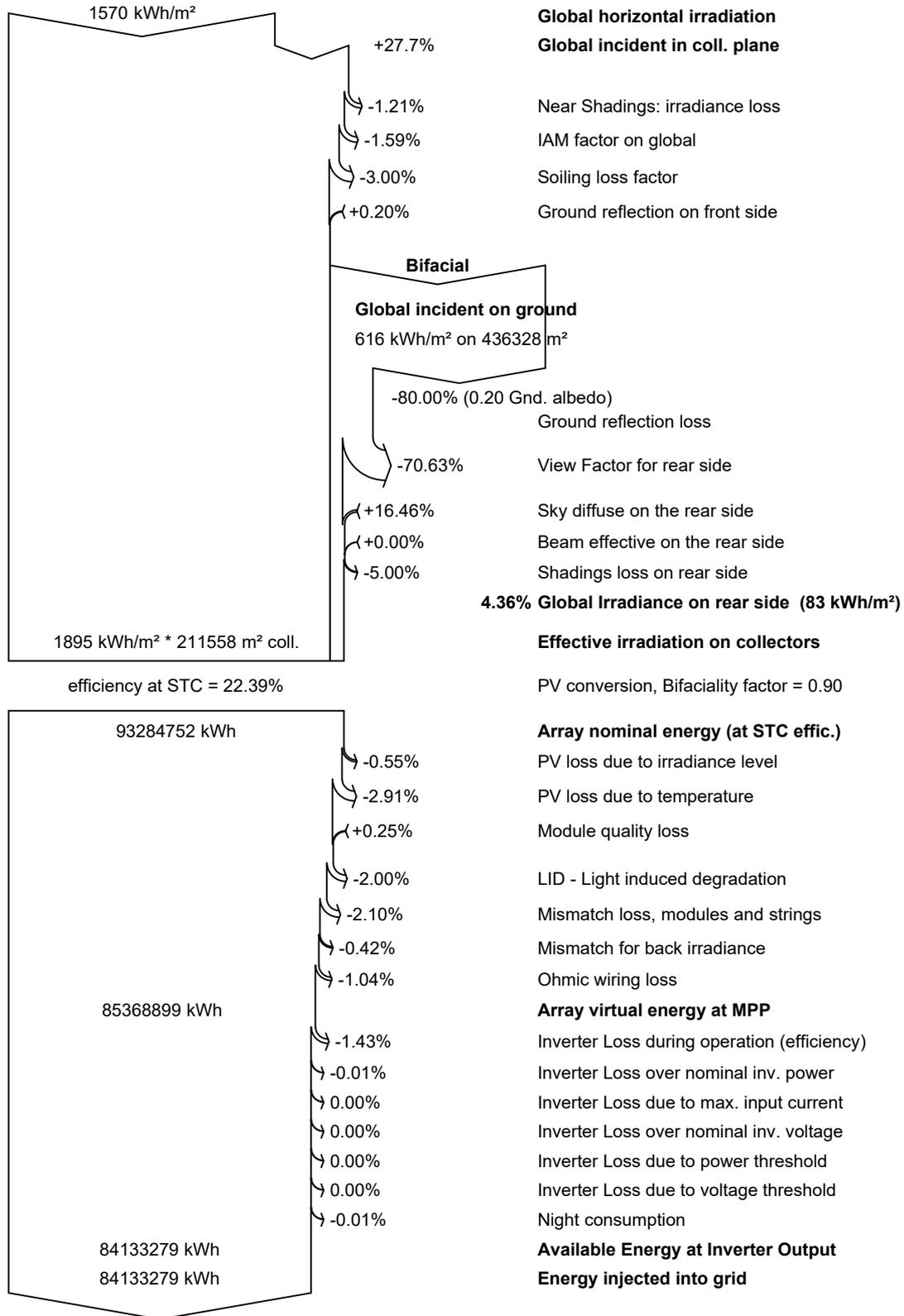
- GlobHor Global horizontal irradiation
- DiffHor Horizontal diffuse irradiation
- T_Amb Ambient Temperature
- GlobInc Global incident in coll. plane
- GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings
- EArray Effective energy at the output of the array
- E_Grid Energy injected into grid
- PR Performance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



PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

Loss diagram



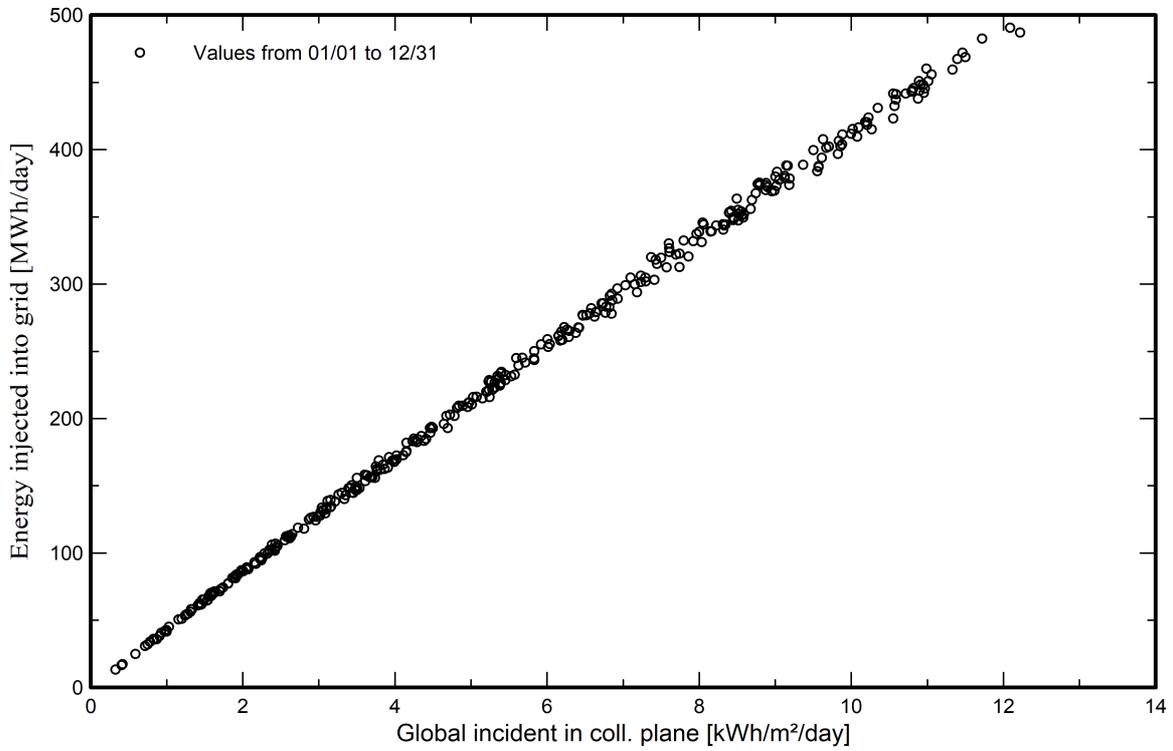


PVsyst V7.3.2

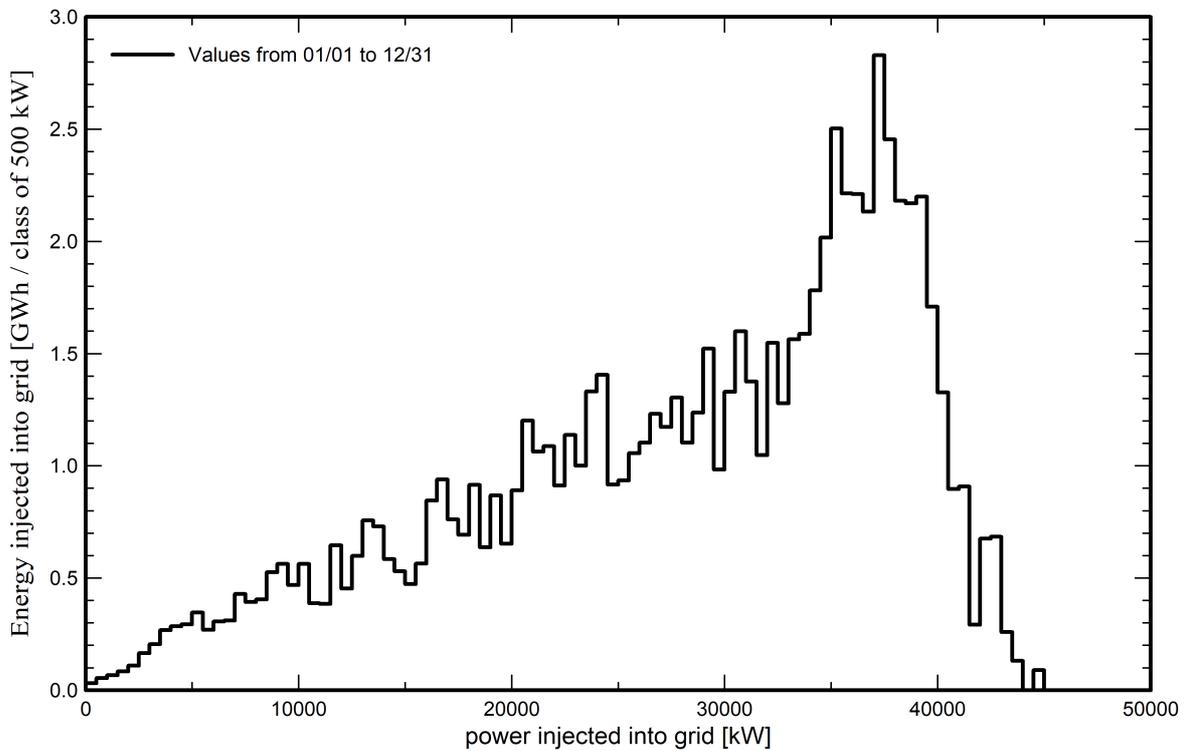
VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

Predef. graphs

Daily Input/Output diagram



System Output Power Distribution

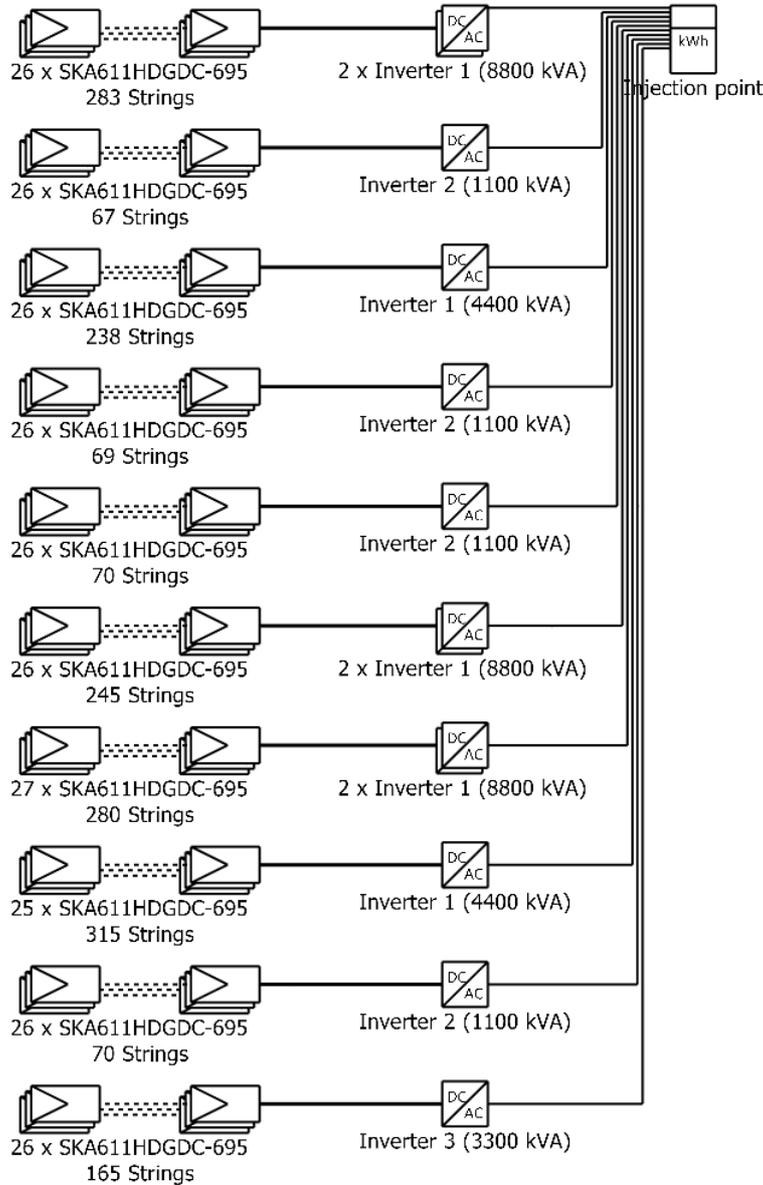




PVsyst V7.3.2

VC3, Simulation date:
05/17/23 09:40
with v7.3.2

Single-line diagram



PV module	SKA611HDGDC-695
Inverter 1	SG4400UD
Inverter 2	SG1100UD
Inverter 3	SG3300UD
String 1	26 x SKA611HDGDC-695
String 2	27 x SKA611HDGDC-695
String 3	25 x SKA611HDGDC-695

Emeren_Ascoli Satriano

Emeren Italia Srl (Italy)

VC3 : New simulation variant

05/17/23