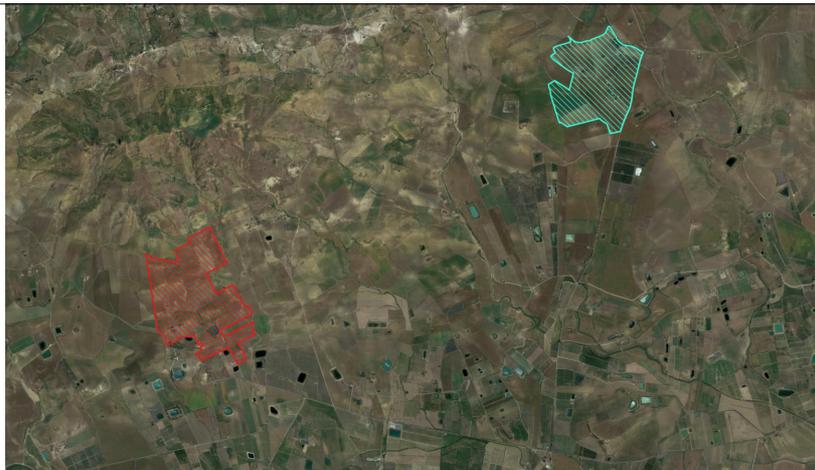




**REGIONE SICILIA
PROVINCIA CATANIA
COMUNE DI RAMACCA**



**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO
DENOMINATO "AGV RAMACCA" E DELLE OPERE DI CONNESSIONE
ALLA RETE ELETTRICA IN AT NEL COMUNE DI RAMACCA (CT)
POT. IMMISSIONE 67,2598 MW - POT. IMPIANTO 75,38388 MWp**

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SPECIALISTICA E CALCOLO PRODUCIBILITÀ

Titolo elaborato

Committente



Progettazione



Firme



P04/22	RAMAREL0004A0	P04/Ramacca/EPD/Relaz.specialistica e calcolo producibilità	-	A4	001/069
Commessa	Cod. elaborato	Nome file	Scala	Formato	Foglio

00	15.09.2023	Emissione	RS	FB	AN
Rev.	Data	Oggetto revisione	Redatto	Verificato	Approvato

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 1/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

**PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE
DI UN IMPIANTO AGROVOLTAICO MISTO
DI POTENZA 75,38388 MWp
DENOMINATO – AGV RAMACCA –
NEL TERRITORIO COMUNALE DI RAMACCA
IN PROVINCIA DI CATANIA, COMPRENDENTE ANCHE LE OPERE
PER LA CONNESSIONE ALLA RETE ELETTRICA IN AT NEL
COMUNE DI RAMACCA (CT)**

COMMITTENTE: RAMACCA AGRISOLAR SRL

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 2/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

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 e fisso.....	19
4	ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO	20
4.1	Layout d’impianto	21
4.2	Architettura Generale.....	22
5	COMPONENTI DELL’IMPIANTO AGROVOLTAICO	26
5.1	Moduli fotovoltaici	26
5.2	Stringhe Fotovoltaiche.....	28
5.3	Gruppo di conversione CC/CA.....	30
	Inverter.....	30
	Trasformatore:.....	31
	Quadro AT/BT	31
	Compartimento BT	32
5.4	Strutture di Sostegno.....	32
5.5	Cavi utilizzati all’interno dell’area impianto agrovoltaiico	35
5.5.1	<i>Cavi solari di stringa</i>	35
5.5.2	<i>Cavi Solari DC</i>	35
5.5.3	<i>Cavi Alimentazione Tracker</i>	35
5.5.4	<i>Cavi Dati</i>	36
5.5.5	<i>Cavi AT interni all’impianto agrovoltaiico</i>	36
6	Conclusioni: attualità del progetto	39

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 3/40
--	-----------------------------------	-----------------------	----------------------------

1 PREMESSA

La presente relazione specialistica descrive i criteri di dimensionamento dell’impianto agrovoltaico denominato “**AGV RAMACCA**” del produttore “**Ramacca Agrisolar S.r.l.**” da realizzare nel Comune di **Ramacca** in provincia di **Catania**.

La società si propone di realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare agrovoltaica costituito in parte da strutture di tipo fisse ed in parte da strutture ad inseguimento mono-assiale.

L’impianto ha potenza di picco pari a **75.383,88 kWp** per una produzione calcolata al primo anno di **142.706,428 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

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 4/40
---	-----------------------------------	-----------------------	----------------------------

- 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”;
- D.lgs... 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 a 1 kV 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.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 5/40
---	-----------------------------------	-----------------------	----------------------------

- 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 all’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.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 6/40
--	-----------------------------------	----------------------------	---------------------------------

- 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.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 7/40
---	-----------------------------------	-----------------------	----------------------------

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”;

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 8/40
--	-----------------------------------	---------------------------------	--------------------------------------

- 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”;

Progetto: Impianto agrovoltaioco nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 9/40
---	-----------------------------------	-----------------------	----------------------------

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 455510-2-4 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”;

Progetto: Impianto agrovoltaioco nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 10/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

- 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”

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 11/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

- 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 agrovoltaiici 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 con **strutture ad inseguimento monoassiale** e della tecnologia con **strutture fisse**.

Gli impianti agrovoltaiici 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” in alcune porzioni dell'impianto, 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.

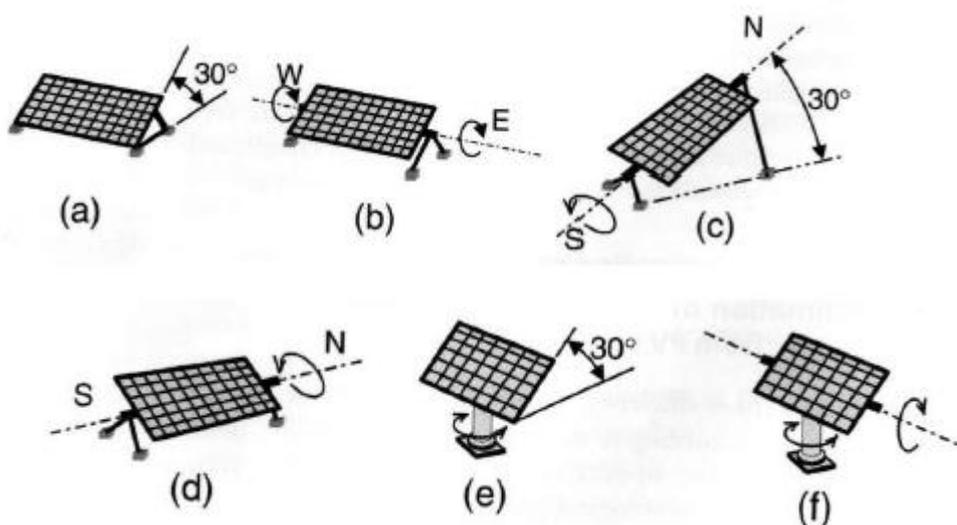


Figura 3.1-1 movimenti degli inseguitori Monoassiali (b, c, d) e Biassiali (e, f)

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 a mano a mano che le ombre lo permettono. Prima del tramonto viene eseguita un'analogha 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%	1. essendo elevata la distanza tra le file (almeno 7 m) è possibile coltivare in modo meccanizzato lo spazio tra le strutture portamoduli. 2. 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, in quanto 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%	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-rolloio.

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 ingombro 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).

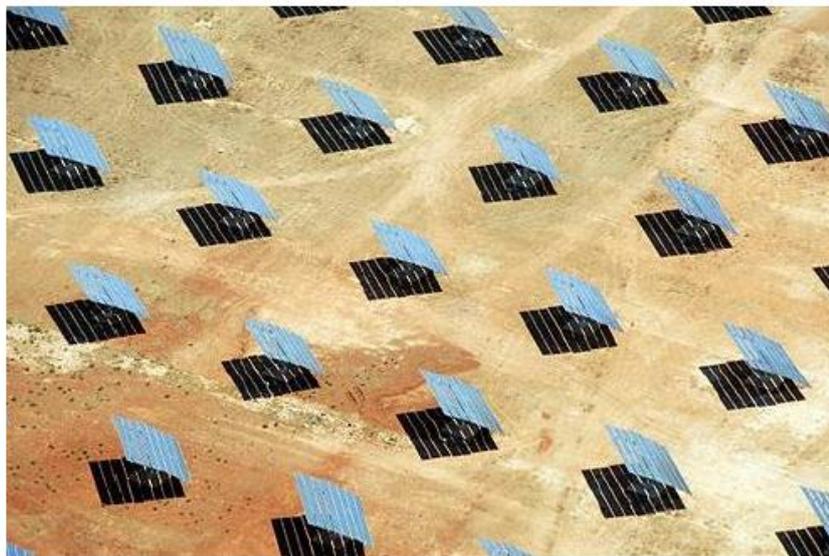


Figura 4.4.2-3 Inseguitori Tilt- Rollio

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

CARATTERISTICHE INSEQUITORE 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 e fisso

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

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 20/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

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 agrovoltaiici, 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 per alcune porzioni dell’area d’impianto, 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 portamoduli;
- 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.

Dove non è stato possibile utilizzare gli inseguitori, poiché il terreno presenta una morfologia scoscesa, è stata utilizzata la tecnologia fissa.

4 ARCHITETTURA GENERALE IMPIANTO AGROVOLTAICO

La società **Ramacca Agrisolar S.r.l.** propone di realizzare un impianto di **produzione di energia elettrica da fonte solare agrovoltaiica con tecnologia ad inseguimento monoassiale e tecnologia fissa (impianto misto)**.

La potenza di picco è di **75.383,88 kWp** per una produzione calcolata al primo anno di **142.706,428 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 **4.281.192,84 MWh**.

Con la realizzazione dell’impianto, denominato “**AGV Ramacca**”, 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

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 21/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

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

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 10 m, con essenze autoctone che raggiungeranno un’altezza di circa 4 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 agrovoltaiico alla nuova SST a 36 kV, non in aereo, ma interrate (minimizzazione dell’impatto visivo);
- Profondità minima di posa dei cavi elettrici a 36 kV ad 1.3 m (minimizzazione impatto elettromagnetico).

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

- utilizzare moduli fotovoltaici ad elevata potenza nominale (**690 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** dove è possibile 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

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 22/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

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** nella tecnologia ad inseguimento 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 10 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 **fascie di rispetto delle interferenze**, riportate nell’elaborato **RAMAEPD0013A0.PDF_Layout impianto FV interferenza area d’impianto**. Le interferenze individuate sono:

- Rete bacino idrografico: fascia di rispetto pari a 10 m per lato;
- Strada Provinciale: fascia di rispetto pari a 20 m dall’asse della strada;
- Strada Statale: fascia di rispetto pari a 40 m;
- D.lgs. 42/04 art.142 lett. c (ex Legge Galasso): fascia di rispetto di 150 m dall’alveo del fiume;
- Linea BT: Fascia di rispetto 8 m;
- Linea MT: Fascia di rispetto 12m.

L’insieme delle considerazioni sopra elencate ha portato allo sviluppo di un **parco agrovoltaiico misto**, con moduli di tipo bifacciale e monofacciali della potenza nominale di **690 Wp**, caratterizzato da una Potenza Nominale di **75.383,88 kWp**, costituito da N. **41** unità di generazione (**Sottocampi Fotovoltaici**).

Le strutture di sostegno dei moduli saranno disposti alcuni in file parallele con asse in direzione Nord-Sud e altri con asse ovest-est, ad una distanza di interasse minimo 6m.

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 inverter. L’energia prodotta viene convogliata mediante cavi di bassa tensione in corrente continua prima agli string-box e all’inverter che sono poi collegati in parallelo attraverso opportuni quadri di bassa tensione ai trasformatori elevatori. I quadri di bassa tensione ed i

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 23/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

trasformatori saranno collocati all’interno di opportune cabine di trasformazione ospitanti anche il quadro di alta tensione dal quale partirà la dorsale AT per il collegamento dei Sottocampi alla Cabine Generali a 36 kV (Impianto di Utenza).

Si vedano come riferimento gli elaborati elettrici:

- **RAMAEPD0015A0÷41A0– Layout e schema elettrico CC;**
- **RAMAEPD0059A0 – Opere connessione - Schema elettrico generale CA.**

L’architettura generale dell’impianto AGV1 è caratterizzato dalle seguenti unità di generazione così distinte:

- Campo 1.1 (Cabina 1): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 84 stringhe, connesse a 6 string-box da 16 con una potenza totale pari a **1506,96 kWp**;
- Campo 1.2 (Cabina 2): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 83 stringhe, connesse a 2 string-box da 12, 1 string-box da 13, 1 string-box da 13 e 2 string-box da 16 con una potenza totale pari a **1489,02 kWp**;
- Campo 1.3 (Cabina 3): costituito da un inverter di potenza pari a **2525 kVA**, a cui afferiscono 160 stringhe, connesse a 10 string-box da 16 con una potenza totale pari a **2870,4 kWp**;
- Campo 1.4.1 (Cabina 4.1): costituito da un inverter di potenza pari a **1263 kVA**, a cui afferiscono 80 stringhe, connesse a 5 string-box da 16 con una potenza totale pari a **1435,2 kWp**;
- Campo 1.4.2 (Cabina 4.2): costituito da un inverter di potenza pari a **2572 kVA**, a cui afferiscono 160 stringhe, connesse a 5 string-box da 16 con una potenza totale pari a **2870,4 kWp**;
- Campo 1.5 (Cabine 5): costituito da un inverter di potenza pari a **2701 kVA**, a cui afferiscono 161 stringhe, connesse a 2 string-box da 11, 1 string-box da 13 e 9 string-box da 14 con una potenza totale pari a **2888,34 kWp**;
- Campo 1.6 (Cabina 6): costituito da un inverter di potenza pari a **3093 kVA**, a cui afferiscono 190 stringhe, connesse a 2 string-box da 15 e 10 string-box da 16 con una potenza totale pari a **3408,6 kWp**;
- Campo 1.7 (Cabina 7): costituito da un inverter di potenza pari a **3093 kVA**, a cui afferiscono 190 stringhe, connesse a 2 string-box da 15 e 10 string-box da 16 con una potenza totale pari a **3408,6 kWp**;
- Campo 1.8 (Cabina 8): costituito un inverter di potenza pari a **2572 kVA**, a cui afferiscono 158 stringhe, connesse a 10 string-box da 13 e 2 string-box da 14 con una potenza totale pari a **2834,52 kWp**;
- Campo 1.9 (Cabina 9): costituito un inverter di potenza pari a **2572 kVA**, a cui afferiscono 158 stringhe, connesse a 10 string-box da 13 e 2 string-box da 14 con una potenza totale pari a **2834,52 kWp**;
- Campo 1.10 (Cabina 10): costituito un inverter di potenza pari a **1263 kVA**, a cui afferiscono 82 stringhe, connesse a 2 string-box da 12, 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1471,08 kWp**;
- Campo 1.11 (Cabina 11): costituito un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 90 stringhe, connesse a 6 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1614,6 kWp**;
- Campo 1.12 (Cabina 12): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 62

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 24/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

- stringhe, connesse a 4 string-box da 12 e 1 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1112,28 kWp**;
- Campo 1.13.1 (Cabina 13.1): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 1.13.2 (Cabina 13.2): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 1.13.3 (Cabina 13.3): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 84 stringhe, connesse a 6 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1506,96 kWp**;
 - Campo 1.14.1 (Cabina 14.1): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 1.14.2 (Cabina 14.2): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 84 stringhe, connesse a 6 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1506,96 kWp**;
 - Campo 1.14.3 (Cabina 14.3): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 1.15.1 (Cabina 15.1): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 56 stringhe, connesse a 4 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1004,64 kWp**;
 - Campo 1.15.2 (Cabina 15.2): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 56 stringhe, connesse a 4 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1004,64 kWp**;
 - Campo 1.15.3 (Cabina 15.3): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 67 stringhe, connesse a 1 string-box da 11 e 4 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1201,98 kWp**;
 - Campo 1.16.1 (Cabina 16.1): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 62 stringhe, connesse a 4 string-box da 12 e 1 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1112,28 kWp**;
 - Campo 1.16.2 (Cabina 16.2): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 62 stringhe, connesse a 4 string-box da 12 e 1 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1112,28 kWp**;
 - Campo 1.16.3 (Cabina 16.3): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 62 stringhe, connesse a 4 string-box da 12 e 1 string-box da 14 con una potenza totale pari a **1112,28 kWp**;
 - Campo 1.17 (Cabina 17): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 90 stringhe, connesse a 6 da 15 con una potenza totale pari a **1614,6 kWp**;
 - Campo 1.18 (Cabina 18): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 83 stringhe, connesse a 1 string-box da 11 e 6 string-box da 12 con una potenza totale pari a **1489,02 kWp**;
 - Campo 1.19.1 (Cabina 19.1): costituito da un inverter di potenza pari a **2572 kVA**, a cui afferiscono 158 stringhe, connesse a 10 string-box da 13 e 2 string-box da 14 con una potenza totale pari a **2834,52 kWp**;
 - Campo 1.19.2 (Cabina 19.2): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 57 stringhe, connesse a 1 string-box da 12 e 3 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1022,58 kWp**.

L’architettura generale dell’impianto AGV2 è caratterizzato dalle seguenti unità di generazione così distinte:

- Campo 2.1 (Cabina 1): costituito da un inverter di potenza pari a **3093 kVA**, a cui afferiscono 204

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 25/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

- stringhe, connesse a 10 string-box da 14 e 4 string-box da 16 con una potenza totale pari a **3659,76 kWp**;
- Campo 2.2.1 (Cabina 2.1): costituito da un inverter di potenza pari a **1217 kVA**, a cui afferiscono 75 stringhe, connesse a 5 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1345,5 kWp**;
 - Campo 2.2.2 (Cabina 2.2): costituito da un inverter di potenza pari a **2572 kVA**, a cui afferiscono 158 stringhe, connesse a 10 string-box da 13 e 2 string-box da 14 con una potenza totale pari a **2834,52 kWp**;
 - Campo 2.3 (Cabina 3): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 90 stringhe, connesse a 6 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1614,6 kWp**;
 - Campo 2.4.1 (Cabina 4.1): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 2.4.2 (Cabina 4.2): costituito da un inverter di potenza pari a **947 kVA**, a cui afferiscono 58 stringhe, connesse a 2 string-box da 14 e 2 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1040,52 kWp**;
 - Campo 2.5.1 (Cabina 5.1): costituito da un inverter di potenza pari a **1263 kVA**, a cui afferiscono 80 stringhe, connesse a 5 string-box da 16 con una potenza totale pari a **1435,2 kWp**;
 - Campo 2.5.2 (Cabina 5.2): costituito da un inverter di potenza pari a **2250 kVA**, a cui afferiscono 142 stringhe, connesse a 1 string-box da 12 e 10 string-box da 13 con una potenza totale pari a **2547,8 kWp**;
 - Campo 2.6.1 (Cabina 6.1): costituito da un inverter di potenza pari a **2525 kVA**, a cui afferiscono 162 stringhe, connesse a 1 string-box da 12 e 10 string-box da 15 con una potenza totale pari a **2906,28 kWp**;
 - Campo 2.6.1.2 (Cabina 6.1.2): costituito da un inverter di potenza pari a **1263 kVA**, a cui afferiscono 80 stringhe, connesse a 5 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1435,2 kWp**;
 - Campo 2.7 (Cabina 7): costituito da un inverter di potenza pari a **1368 kVA**, a cui afferiscono 87 stringhe, connesse a 1 string-box da 13, 1 string-box da 14 e 4 string-box da 15 con una potenza totale pari a **1560,78 kWp**;
 - Campo 2.8 (Cabina 8): costituito da un inverter di potenza pari a **3093 kVA**, a cui afferiscono 197 stringhe, connesse a 12 string-box da 15 e 1 string-box da 17 con una potenza totale pari a **3534,18 kWp**.

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

- N° 41 Cabine di campo BT/AT presenti nei due lotti di impianto AGV1 e AGV2, saranno costituite da:
 - N.13 costituite rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,45 kV/kV da 1,6 MVA per le Cabine 12, 13.1, 13.2, 14.1, 14.3, 15.1, 15.2, 16.1, 16.2, 16.3 e 19.2 facenti parte dell’impianto AGV1 e per le Cabine 4.1 e 4.2 dell’impianto AGV2;
 - N.1 costituita rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,54 kV/kV da 2 MVA per le Cabina 15.3, facente parte dell’impianto AGV1;
 - N.1 costituita rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,578 kV/kV da 2 MVA per le Cabina 2.1, facente parte dell’impianto AGV2;
 - N.4 costituite rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,6 kV/kV da 2 MVA per le Cabine 4.1 e

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 26/40
--	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

10 facenti parte dell’impianto AGV1 e per le Cabine 5.1 e 6.2 dell’impianto AGV2;

- N.9 costituite rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,65 kV/kV da 2 MVA per le Cabine 1,2,11,13.3,14.2,17 e 18 facenti parte dell’impianto AGV1 e per le Cabine 3 e 7 dell’impianto AGV2;
 - N.1 costituita rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,55 kV/kV da 4 MVA per le Cabina 5.2, facente parte dell’impianto AGV2;
 - N.7 costituite rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,6 kV/kV da 4 MVA per le Cabine 1.3, 4.2,8, 9, 19.1, facenti parte dell’impianto AGV1 e per le Cabine 2.2, 6.1 dell’impianto AGV2;
 - N.1 costituita rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,63 kV/kV da 4 MVA per le Cabina 1.5 facente parte dell’impianto AGV1;
 - N.4 costituite rispettivamente da N.1 trasformatore 36/0,6 kV/kV da 5 MVA per le Cabine 6, 7 facenti parte dell’impianto AGV1 e per le Cabine 1 e 8 dell’impianto AGV2;
- N° 2 Magazzino-Sala controllo;
 - N° 2 Ufficio O&M - Security;
 - Le dorsali di cavo interrato a 36 kV per il vettoriamento dell’energia prodotta dai 41 sottocampi verso le Cabine Generali (CG1-CG2);
 - La realizzazione del collegamento in **antenna a 36 kV alla nuova sottostazione 380/150/36 kV** in entra ed esci sulla futura linea RTN “Chiaramonte Gulfi - Ciminna”.
 - Una rete telematica interna di monitoraggio in fibra ottica e/o RS485 per il controllo dell’impianto agrovoltaico (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 **RAMAEPD0010A0 - Layout impianto FV su CTR**.

5 COMPONENTI DELL’IMPIANTO AGROVOLTAICO

5.1 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono del tipo in silicio monocristallino ad alta efficienza e ad elevata potenza nominale (**690 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*”

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 27/40
--	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

disponibili”.

Per la tipologia di impianto ad inseguimento monoassiale e con strutture fisse, **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 (struttura tracker) - monofacciale (struttura fisso)
Potenza massima (Pmax) Wp:	690
V_{oc} Tensione a circuito aperto STC [V]:	49,82
I_{sc} Corrente di corto circuito STC [A]:	17,25
Lunghezza x Larghezza x Spessore [mm]:	2.384 x 1.303 x 35
Classe di isolamento:	II

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 **4202** stringhe per l’intero l’impianto agrovoltaico.

La seguente figura 5.2-1 riporta un tipico del cablaggio di una stringa fotovoltaica 1*26:

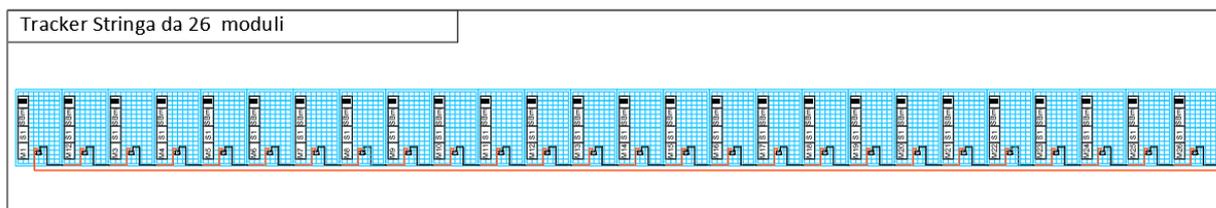


Fig. 5.2-1 Tipico Cablaggio Stringa

Le stringhe sono così suddivise:

- **IMPIANTO AGV1:**

Campo 1.1: N. **84** Stringhe, per un totale di **2184** Moduli FV;

Campo 1.2: N. **83** Stringhe, per un totale di **2158** Moduli FV;

Campo 1.3: N. **160** Stringhe, per un totale di **4160** Moduli FV;
Campo 1.4.1: N. **80** Stringhe, per un totale di **2080** Moduli FV;
Campo 1.4.2: N. **160** Stringhe, per un totale di **4160** Moduli FV;
Campo 1.5: N. **161** Stringhe, per un totale di **4186** Moduli FV;
Campo 1.6: N. **190** Stringhe, per un totale di **4940** Moduli FV;
Campo 1.7: N. **190** Stringhe, per un totale di **4940** Moduli FV;
Campo 1.8: N. **158** Stringhe, per un totale di **4108** Moduli FV;
Campo 1.9: N. **158** Stringhe, per un totale di **4108** Moduli FV;
Campo 1.10: N. **82** Stringhe, per un totale di **2132** Moduli FV;
Campo 1.11: N. **90** Stringhe, per un totale di **2340** Moduli FV;
Campo 1.12: N. **62** Stringhe, per un totale di **1612** Moduli FV;
Campo 1.13.1: N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 1.13.2: N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 1.13.3: N. **84** Stringhe, per un totale di **2184** Moduli FV;
Campo 1.14.1 N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 1.14.2: N. **84** Stringhe, per un totale di **2184** Moduli FV;
Campo 1.14.3 N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 1.15.1: N. **56** Stringhe, per un totale di **1456** Moduli FV;
Campo 1.15.2: N. **56** Stringhe, per un totale di **1456** Moduli FV;
Campo 1.15.3: N. **67** Stringhe, per un totale di **1742** Moduli FV;
Campo 1.16.1: N. **62** Stringhe, per un totale di **1612** Moduli FV;
Campo 1.16.2: N. **62** Stringhe, per un totale di **1612** Moduli FV;
Campo 1.16.3: N. **62** Stringhe, per un totale di **1612** Moduli FV;
Campo 1.17: N. **90** Stringhe, per un totale di **2340** Moduli FV;
Campo 1.18: N. **83** Stringhe, per un totale di **2158** Moduli FV;
Campo 1.19.1: N. **158** Stringhe, per un totale di **4108** Moduli FV;
Campo 1.19.2: N. **57** Stringhe, per un totale di **1482** Moduli FV.

- **IMPIANTO AGV2:**

Campo 2.1: N. **204** Stringhe, per un totale di **5304** Moduli FV;
Campo 2.2.1: N. **75** Stringhe, per un totale di **1950** Moduli FV;
Campo 2.2.2: N. **158** Stringhe, per un totale di **4108** Moduli FV;
Campo 2.3: N. **90** Stringhe, per un totale di **2340** Moduli FV;
Campo 2.4.1: N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 2.4.1: N. **58** Stringhe, per un totale di **1508** Moduli FV;
Campo 2.5.1: N. **80** Stringhe, per un totale di **2080** Moduli FV;
Campo 2.5.2: N. **142** Stringhe, per un totale di **3692** Moduli FV;
Campo 2.6.1: N. **162** Stringhe, per un totale di **4212** Moduli FV;
Campo 2.6.2: N. **80** Stringhe, per un totale di **2080** Moduli FV;
Campo 2.7: N. **87** Stringhe, per un totale di **2262** Moduli FV;

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 30/40
--	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

Campo 2.8: N. 197 Stringhe, per un totale di 5122 Moduli FV.

Gli schemi elettrici degli elaborati **RAMAEPD0015A0÷ RAMAEPD0041A0 – Layout e schema elettrico CC** riportano la distribuzione delle stringhe ed il numero delle stringhe.

5.3 Gruppo di conversione CC/CA

Inverter

L’energia elettrica prodotta dai moduli fotovoltaici in corrente continua è veicolata negli inverter di ognuno dei 27 Sottocampi. Gli inverter utilizzati sono del tipo centralizzato e sono dotati di 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 centralizzati di diverse taglie.

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 016.

La seguente tabella riporta le taglie degli inverter utilizzati per la definizione del progetto:

SOTTOCAMPO	POTENZA IN DC	POTENZA IN AC
Campo 1.1	1,50696	1,520
Campo 1.2	1,48902	1,520
Campo 1.3	2,87040	2,858
Campo 1.4.1	1,43520	1,403
Campo 1.4.2	2,87040	2,858
Campo 1.5	2,88834	3,001
Campo 1.6	3,40860	3,437
Campo 1.7	3,40860	3,437
Campo 1.8	2,83452	2,858
Campo 1.9	2,83452	2,858
Campo 1.10	1,47108	1,403
Campo 1.11	1,61460	1,520
Campo 1.12	1,11228	1,052
Campo 1.13.1	1,04052	1,052
Campo 1.13.2	1,04052	1,052
Campo 1.13.3	1,50696	1,520
Campo 1.14.1	1,04052	1,052
Campo 1.14.2	1,50696	1,520
Campo 1.14.3	1,04052	1,052
Campo 1.15.1	1,00464	1,052
Campo 1.15.2	1,00464	1,052
Campo 1.15.3	1,20198	1,263
Campo 1.16.1	1,11228	1,052
Campo 1.16.2	1,11228	1,052
Campo 1.16.3	1,11228	1,052
Campo 1.17	1,61460	1,520

Campo 1.18	1,48902	1,520
Campo 1.19.1	2,83452	2,858
Campo 1.19.2	1,02258	1,052
Campo 2.1	3,65976	3,437
Campo 2.2.1	1,34550	1,352
Campo 2.2.2	2,83452	2,858
Campo 2.3	1,61460	1,520
Campo 2.4.1	1,04052	1,052
Campo 2.4.2	1,04052	1,052
Campo 2.5.1	1,43520	1,403
Campo 2.5.2	2,54748	2,500
Campo 2.6.1	2,90628	2,858
Campo 2.6.2	1,43520	1,403
Campo 2.7	1,56078	1,520
Campo 2.8	3,53418	3,437

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

Si ritiene opportuno sottolineare che la scelta definitiva del produttore/modello dell’inverter 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-esce 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:

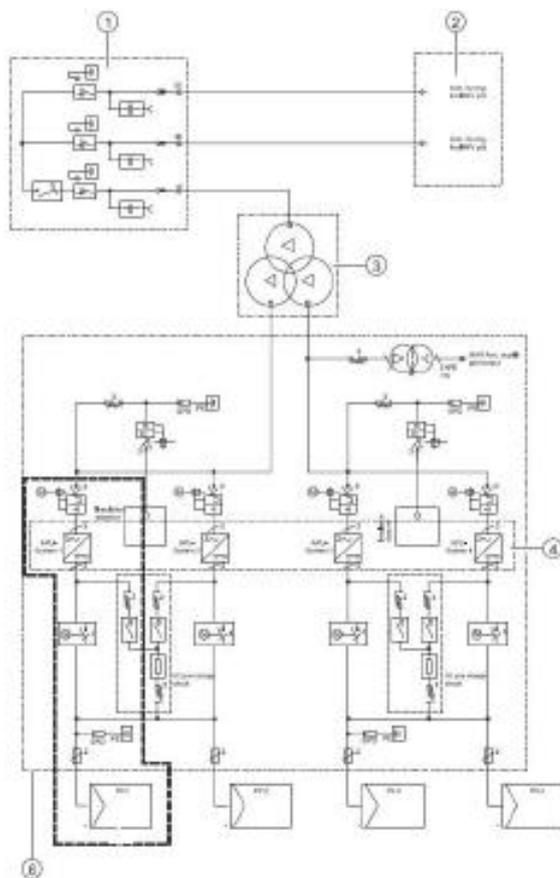


Fig. 5.3-4 Schema elettrico Gruppo di Conversione CC/CA

Compartimento BT

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

- Quadro BT per il parallelo degli inverter 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 alloggiate nella cabina di trasformazione;
- Trasformatore di tensione per i servizi ausiliari.

5.4 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 minimo di **6 m**), per ridurre gli effetti degli ombreggiamenti. Per maggiori dettagli si faccia riferimento alla successiva Figura 5.4-1:

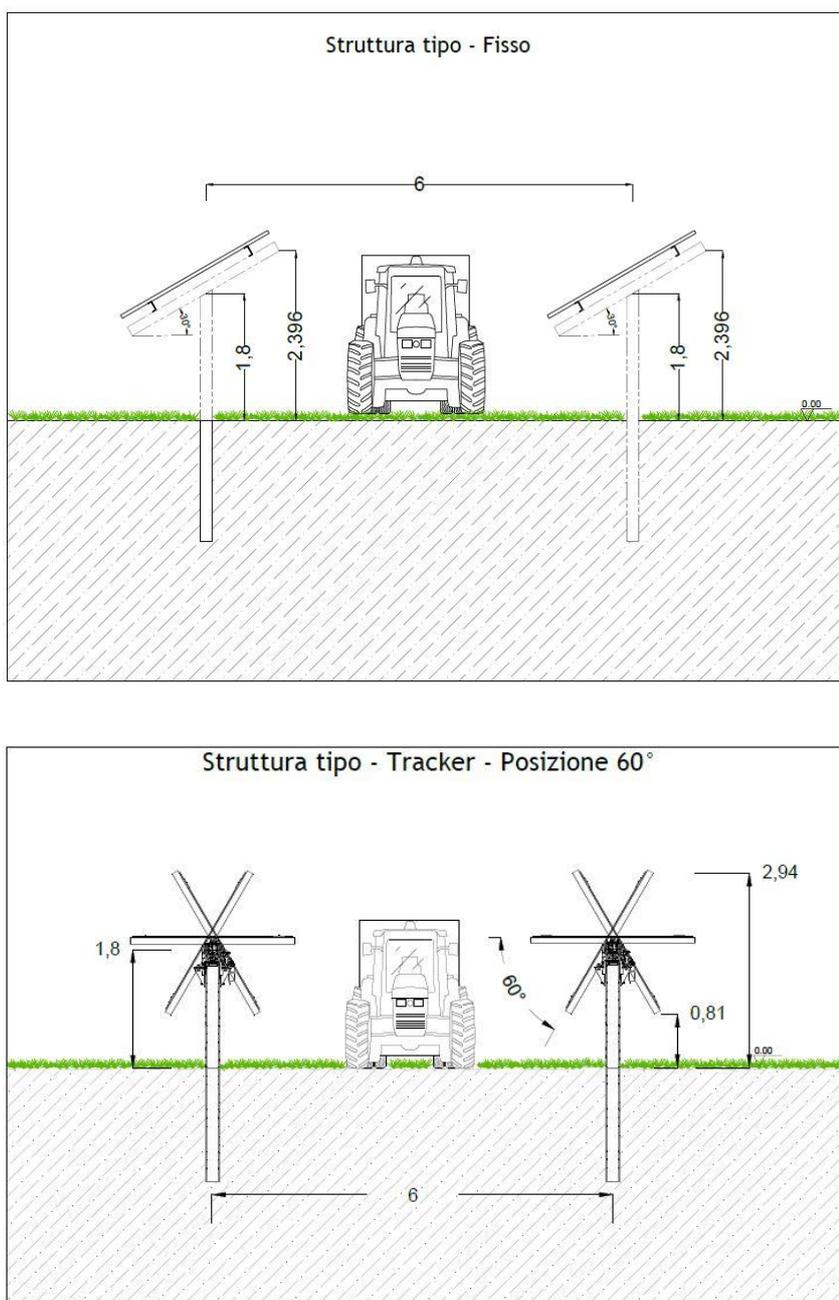


Fig. 5.4-1 Tipico struttura di supporto

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 agrovoltaico, 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 **3,483 m** (sempre in corrispondenza della massima inclinazione dei moduli).

La tipologia di struttura prescelta, considerata la distanza tra le strutture (**6 m** di interasse minimo), gli ingombri e l'altezza del montante principale (>2 m), si presta ad una perfetta integrazione tra impianto agrovoltaico ed attività agricole.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 35/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

Il disegno tipico delle strutture di sostegno è rappresentato nelle Tavole **RAMAEPD0045A0_Layout** impianto FV -Tipico strutture di sostegno.

5.5 Cavi utilizzati all'interno dell'area impianto agrovoltaiico

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 $2 \times 25 \text{ mm}^2$ (considerando una distanza media dalla stringa di circa 150 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 fotovoltaici. Si tratta di cavi unipolari flessibili con tensione nominale 1500 V c.c. per impianti fotovoltaici 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: $-40 \text{ }^\circ\text{C}$
- Massimo sforzo di tiro: 15 N/mm^2
- 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 degli string-box agli inverter e hanno una sezione unica da $(2 \times 3 \times 240) \text{ mm}^2$.

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 FG16R16 o equivalenti (rame o alluminio) indicati per interconnessioni dei vari elementi degli impianti fotovoltaici.

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.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 36/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

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 (agrovoltaiico, 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 AT interni all'impianto agrovoltaiico

I cavi (di progetto a 36 kV) **interni** all'impianto agrovoltaiico collegano le Cabine di sottocampo poste ognuna all'interno dei lotti agrovoltaiici AGV1 e AGV2.

Da tali cabine, partono i cavi **interni** che raggiungono le Cabine Generali CG1 e CG2, collegate tra di loro mediante cavo in AT a 36 kV.

In particolare, nell'impianto AGV1 il tracciato dei cavi **interni al perimetro dell'impianto agrovoltaiico** interessa il collegamento dei N. **29** gruppi di conversione tra loro, collegati a gruppi in **configurazione ad entra ed esci**, in particolare si realizzeranno **n. 29 cavidotti** interni, come di seguito descritti:

- Il **primo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 1 alla cabina del sottocampo 6; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **405 m**.
- Il **secondo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 6 alla cabina del sottocampo 10; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **290 m**.
- Il **terzo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 10 alla cabina del sottocampo 13.3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **305 m**.
- Il **quarto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 13.3 alla cabina generale CG1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **765 m**.
- Il **quinto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina generale CG1 alla cabina di sottocampo 13.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **575 m**.
- Il **sesto circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 13.1 alla cabina di sottocampo 13.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **170 m**.
- Il **settimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 13.2 alla cabina di sottocampo 5; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **280 m**.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 37/40
---	-----------------------------------	-----------------------	-----------------------------

- L’**ottavo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 5 alla cabina di sottocampo 11; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **40 m**.
- Il **nono circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina generale CG1 alla cabina del sottocampo 16.3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **1085 m**.
- Il **decimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 16.3 alla cabina del sottocampo 16.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **155 m**.
- L’**undicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 16.2 alla cabina del sottocampo 16.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **400 m**.
- Il **dodicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 16.1 alla cabina del sottocampo 17; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **100 m**.
- Il **tredecimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 17 alla cabina del sottocampo 18; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **170 m**.
- Il **quattordicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina generale CG1 alla cabina del sottocampo 14.3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **545 m**.
- Il **quindicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 14.3 alla cabina del sottocampo 12; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **323 m**.
- Il **sedicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 12 alla cabina del sottocampo 14.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **34 m**.
- Il **diciassettesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 14.2 alla cabina del sottocampo 14.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **100 m**.
- Il **diciottesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina generale CG1 alla cabina di sottocampo 9; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **1158 m**.
- Il **diciannovesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 9 alla cabina del sottocampo 8; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **158 m**.
- Il **ventesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 8 alla cabina del sottocampo 7; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **93 m**.

Progetto: Impianto agrovoltaioco nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 38/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- Il **ventunesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 7 alla cabina del sottocampo 4.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **97 m**.
- Il **ventiduesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 4.2 alla cabina del sottocampo 3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **375 m**.
- Il **ventitreesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 3 alla cabina del sottocampo 2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **567 m**.
- Il **ventiquattresimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 2 alla cabina del sottocampo 4.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **130 m**.
- Il **venticinquesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina generale CG1 alla cabina del sottocampo 15.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **170 m**.
- Il **ventiseiesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 15.1 alla cabina del sottocampo 15.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **432 m**.
- Il **ventisettesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 15.2 alla cabina del sottocampo 15.3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **270 m**.
- Il **ventottesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 15.3 alla cabina del sottocampo 19.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **145 m**.
- Il **ventinovesimo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 19.1 alla cabina del sottocampo 19.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **270 m**.

Nell'impianto AGV2 il tracciato dei cavi **interni al perimetro dell'impianto agrovoltaioco** interessa il collegamento dei **N. 12** gruppi di conversione tra loro, collegati a gruppi in **configurazione ad entra ed esci**, in particolare si realizzeranno **n. 12 cavidotti** interni, come di seguito descritti:

- Il **primo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 1 alla cabina del sottocampo 2.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **502 m**.
- Il **secondo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina del sottocampo 2.2 alla cabina del sottocampo 2.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **327 m**.
- Il **terzo circuito interno** è tutto all'interno dell'impianto e collega la cabina di sottocampo 2.1 alla cabina generale CG3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **580 m**.

Progetto: Impianto agrovoltaiico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 39/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

- Il **quarto circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina generale CG2 alla cabina del sottocampo 3; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **112 m**.
- Il **quinto circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 3 alla cabina del sottocampo 6.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **372 m**.
- Il **sesto circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina di sottocampo 6.1 alla cabina del sottocampo 6.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **223 m**.
- Il **settimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 6.2 alla cabina del sottocampo 5.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **175 m**.
- L’**ottavo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 5.1 alla cabina del sottocampo 5.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **460 m**.
- Il **nono circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina generale CG2 alla cabina del sottocampo 4.1; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **260 m**.
- Il **decimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 4.1 alla cabina del sottocampo 4.2; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **180 m**.
- L’**undicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 4.2 alla cabina del sottocampo 7; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **513 m**.
- Il **dodicesimo circuito interno** è tutto all’interno dell’impianto e collega la cabina del sottocampo 7 alla cabina del sottocampo 8; la trincea per la posa del cavo si sviluppa per una lunghezza di circa **420 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 ed 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.

Progetto: Impianto agrovoltaico nel comune di Ramacca da 75,38388 MWp denominato – AGV RAMACCA – Elaborato: ‘ RAMAREL0004A0 - Relazione specialistica e calcolo producibilità impianto FV ’	Data: 15/09/2023	Rev. Rev. 0	Pagina Page 40/40
---	-----------------------------------	---------------------------------	---------------------------------------

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.

Si allegano report della producibilità:

- Allegato A
- Allegato B

ALLEGATO "A"

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Impianto FV Ramacca Fisso_02.08.2023

Variante: Nuova variante di simulazione

Sistema inseguitori

Potenza di sistema: 32.33 MWc

Ramacca - Italia

Author

Solaning SRL (italy)



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Ramacca	Latitudine 37.73 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 15.00 °E	
	Altitudine 1340 m	
	Fuso orario UTC	
Dati meteo		
Ramacca		
Meteonorm 8.1 (1991-2006), Sat=100% - Sintetico		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Sistema inseguitori	Ombre vicine
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Ombre lineari
Orientamento	Calcolo astronomico	Ombreggiamento diffuso Automatico
Piano a inseguimento, asse inclinato		
Incl. asse media 3.4 °		
Azim. asse med. 0 °		
Informazione sistema	Inverter	
Campo FV	Numero di unità 19 unità	
Nr. di moduli 46852 unità	Pnom totale 32.87 MWac	
Pnom totale 32.33 MWc	Rapporto Pnom 0.984	
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta 63236462 kWh/anno	Prod. Specif. 1956 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR 85.00 %
------------------------------------	---------------------------------	------------------------------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Definizione ombre vicine - Diagramma iso-ombre	9
Risultati principali	10
Diagramma perdite	11
Grafici predefiniti	12
Schema unifilare	13



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Parametri principali

Sistema connesso in rete

Orientamento campo FV

Orientamento

Piano a inseguimento, asse inclinato
Incl. asse media 3.4 °
Azim. asse med. 0 °

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez
Diffuso Perez, Meteonorm
Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Sistema inseguitori

Algoritmo dell'inseguimento

Calcolo astronomico

Ombre vicine

Ombre lineari
Ombreggiamento diffuso automatico

Configurazione inseguitori

N. di eliostati 2491 unità

Dimensioni

Distanza eliostati 6.00 m
Larghezza collettori 2.38 m
Fattore occupazione (GCR) 39.7 %
Phi min / max -/+ 45.0 °

Angoli limite ombreggiamento

Phi limits for BT -/+ 66.4 °

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Caratteristiche campo FV

Modulo FV

Costruttore Ecobel
Modello ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 690 Wp
Numero di moduli FV 8684 unità
Nominale (STC) 5992 kWc

Campo #1 - Campo 1_1

Numero di moduli FV 2184 unità
Nominale (STC) 1507 kWc
Moduli 84 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1375 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1390 A

Campo #2 - Campo 1_2

Numero di moduli FV 2158 unità
Nominale (STC) 1489 kWc
Moduli 83 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1359 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1374 A

Campo #12 - Campo 1_14.2

Numero di moduli FV 2184 unità
Nominale (STC) 1507 kWc
Moduli 84 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1375 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1390 A

Inverter

Costruttore Ingeteam
Modello Ingecon Sun 1690TL U B650 IP54 H3281
(PVsyst database originale)
Potenza nom. unit. 1520 kWac
Numero di inverter 4 unità
Potenza totale 6080 kWac

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac

Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac

Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.98

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac

Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #17 - Campo 1_18

Numero di moduli FV	2158 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1489 kWc	Potenza totale	1520 kWac
Moduli	83 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	922-1300 V
Pmpp	1359 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1689 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.98
I mpp	1374 A		

Campo #3 - Campo 1_5

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	4186 unità
Nominale (STC)	2888 kWc
Moduli	161 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	2635 kWc
U mpp	989 V
I mpp	2665 A

Inverter

Costruttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun 3600TL C630 Preliminary
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	3001 kWac
Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3001 kWac
Voltaggio di funzionamento	894-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	3492 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.96

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	9880 unità
Nominale (STC)	6817 kWc

Inverter

Costruttore	Sungrow
Modello	SG3400-HV-20
(PVsyst database originale)	

Potenza nom. unit.	3437 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	6874 kWac

Campo #4 - Campo 1_6

Numero di moduli FV	4940 unità
Nominale (STC)	3409 kWc
Moduli	190 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3110 kWc
U mpp	989 V
I mpp	3145 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3437 kWac
Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
Potenza max. (=>25°C)	3593 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99

Campo #5 - Campo 1_7

Numero di moduli FV	4940 unità
Nominale (STC)	3409 kWc
Moduli	190 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	3110 kWc
U mpp	989 V
I mpp	3145 A

Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	3437 kWac
Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
Potenza max. (=>25°C)	3593 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	8216 unità
Nominale (STC)	5669 kWc

Inverter

Costruttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun 3600TL C600 Preliminary
(Definizione customizzata dei parametri)	

Potenza nom. unit.	2858 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	5716 kWac



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #6 - Campo 1_8

Numero di moduli FV 4108 unità
Nominale (STC) 2835 kWc
Moduli 158 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 2586 kWc
U mpp 989 V
I mpp 2615 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 2858 kWac

Voltaggio di funzionamento 852-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 3118 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Campo #7 - Campo 1_9

Numero di moduli FV 4108 unità
Nominale (STC) 2835 kWc
Moduli 158 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 2586 kWc
U mpp 989 V
I mpp 2615 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 2858 kWac

Voltaggio di funzionamento 852-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 3118 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Modulo FV

Costruttore Ecobel
Modello ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 690 Wp
Numero di moduli FV 11960 unità
Nominale (STC) 8252 kWc

Inverter

Costruttore Ingeteam
Modello Ingecon Sun 1170TL U B450 IP54 H3281
(PVsyst database originale)
Potenza nom. unit. 1052 kWac
Numero di inverter 8 unità
Potenza totale 8416 kWac

Campo #8 - Campo 1_13.1

Numero di moduli FV 1508 unità
Nominale (STC) 1041 kWc
Moduli 58 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 949 kWc
U mpp 989 V
I mpp 960 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Campo #9 - Campo 1_13.2

Numero di moduli FV 1508 unità
Nominale (STC) 1041 kWc
Moduli 58 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 949 kWc
U mpp 989 V
I mpp 960 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Campo #11 - Campo 1_14.1

Numero di moduli FV 1508 unità
Nominale (STC) 1041 kWc
Moduli 58 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 949 kWc
U mpp 989 V
I mpp 960 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #13 - Campo 1_14.3

Numero di moduli FV	1508 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1041 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	58 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	949 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	960 A		

Campo #14 - Campo 1_15.1

Numero di moduli FV	1456 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1005 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	56 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	917 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	927 A		

Campo #15 - Campo 1_15.2

Numero di moduli FV	1456 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1005 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	56 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	917 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.95
I mpp	927 A		

Campo #18 - Campo 2_4.1

Numero di moduli FV	1508 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1041 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	58 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	949 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	960 A		

Campo #19 - Campo 2_4.2

Numero di moduli FV	1508 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1041 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	58 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	949 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	960 A		



PVsyst V7.3.4

VCO, Simulato su
08/08/23 17:22
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #10 - Campo 1_13.3

Modulo FV

Costruttore Ecobel
Modello ecobel 690

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 690 Wp
Numero di moduli FV 2184 unità
Nominale (STC) 1507 kWc
Moduli 84 Stringhe x 26 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 1375 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1390 A

Inverter

Costruttore Ingeteam
Modello Ingecon Sun 1690TL B650 IP54 H1000

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 1520 kWac
Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac
Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.99

Campo #16 - Campo 1_15.3

Modulo FV

Costruttore Ecobel
Modello ecobel 690

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 690 Wp
Numero di moduli FV 1742 unità
Nominale (STC) 1202 kWc
Moduli 67 Stringhe x 26 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 1097 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1109 A

Inverter

Costruttore Ingeteam
Modello Ingecon Sun 1400TL U B540 IP54 H3281

(PVsyst database originale)

Potenza nom. unit. 1263 kWac
Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1263 kWac
Voltaggio di funzionamento 769-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1403 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 0.95

Potenza PV totale

Nominale (STC) 32328 kWp
Totale 46852 moduli
Superficie modulo 145539 m²

Potenza totale inverter

Potenza totale 32870 kWac
Potenza max. 36114 kWac
Numero di inverter 19 unità
Rapporto Pnom 0.98

Perdite campo

Fatt. di perdita termica

Temperatura modulo secondo irraggiamento
Uc (cost) 20.0 W/m²K
Uv (vento) 0.0 W/m²K/m/s

Perdita di qualità moduli

Fraz. perdite -0.8 %

Perdite per mismatch del modulo

Fraz. perdite 2.0 % a MPP

Perdita disadattamento Stringhe

Fraz. perdite 0.2 %

Fattore di perdita IAM

Param. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cosi -1)
Param. bo 0.05

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio 0.55 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #1 - Campo 1_1

Res. globale campo 12 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #2 - Campo 1_2

Res. globale campo 12 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #3 - Campo 1_5

Res. globale campo 6.1 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #4 - Campo 1_6

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC



Perdite DC nel cablaggio

Campo #5 - Campo 1_7

Res. globale campo 5.2 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #7 - Campo 1_9

Res. globale campo 6.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #9 - Campo 1_13.2

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #11 - Campo 1_14.1

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #13 - Campo 1_14.3

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #15 - Campo 1_15.2

Res. globale campo 18 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #17 - Campo 1_18

Res. globale campo 12 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #19 - Campo 2_4.2

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #6 - Campo 1_8

Res. globale campo 6.3 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #8 - Campo 1_13.1

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #10 - Campo 1_13.3

Res. globale campo 12 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #12 - Campo 1_14.2

Res. globale campo 12 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #14 - Campo 1_15.1

Res. globale campo 18 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #16 - Campo 1_15.3

Res. globale campo 15 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC

Campo #18 - Campo 2_4.1

Res. globale campo 17 mΩ
Fraz. perdite 1.5 % a STC



Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 63236462 kWh/anno

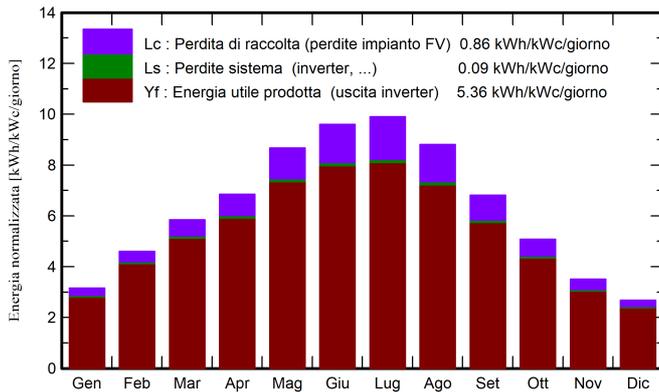
Prod. Specif.

1956 kWh/kWc/anno

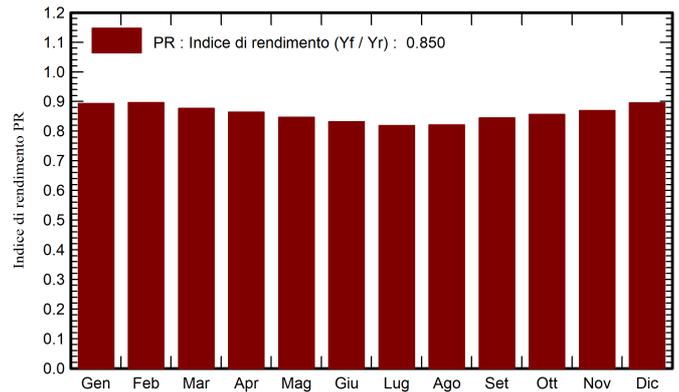
Indice rendimento PR

85.00 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	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
Gennaio	67.7	30.87	0.18	98.1	90.1	2883569	2830794	0.893
Febbraio	90.6	39.21	0.27	129.1	119.9	3805380	3740125	0.896
Marzo	132.4	52.34	2.95	181.3	169.8	5229589	5140069	0.877
Aprile	155.3	61.10	5.94	205.6	193.9	5842014	5744297	0.864
Maggio	200.0	71.95	10.26	268.9	254.3	7485359	7363421	0.847
Giugno	212.4	67.33	14.70	288.2	272.5	7867250	7743440	0.831
Luglio	223.2	65.35	17.44	306.9	289.5	8256026	8127004	0.819
Agosto	196.3	54.89	17.60	273.3	258.5	7365310	7249723	0.821
Settembre	146.2	54.30	12.42	204.3	191.1	5668223	5575880	0.844
Ottobre	110.6	47.24	9.91	157.4	146.0	4433132	4359160	0.857
Novembre	71.3	28.28	5.63	105.3	97.0	3014325	2959556	0.870
Dicembre	58.0	26.94	1.76	83.0	76.7	2449643	2402993	0.896
Anno	1664.1	599.80	8.31	2301.3	2159.1	64299820	63236462	0.850

Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale

DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.

T_Amb Temperatura ambiente

GlobInc Globale incidente piano coll.

GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

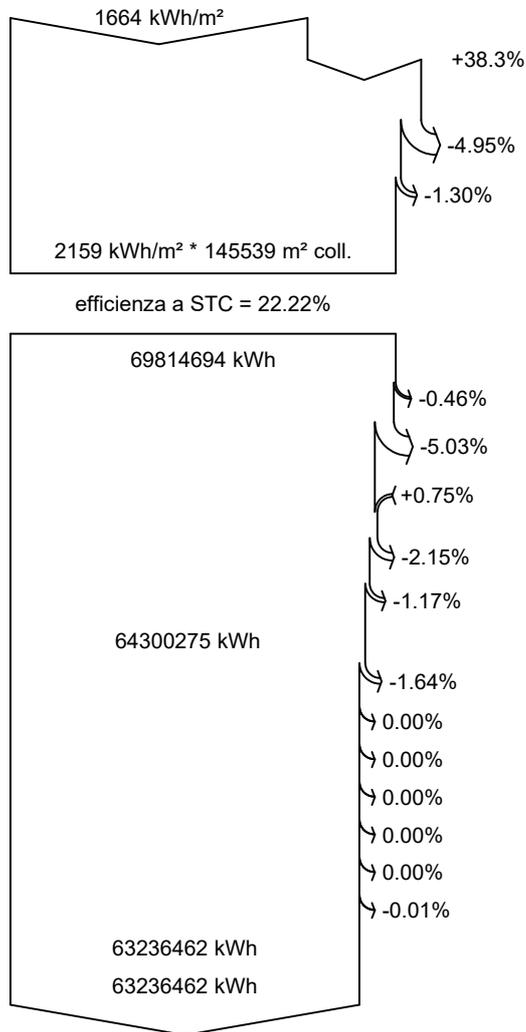
EArray Energia effettiva in uscita campo

E_Grid Energia immessa in rete

PR Indice di rendimento



Diagramma perdite



Irraggiamento orizzontale globale

Globale incidente piano coll.

Ombre vicine: perdita di irraggiamento

Fattore IAM su globale

Irraggiamento effettivo su collettori

Conversione FV

Energia nominale campo (effic. a STC)

Perdita FV causa livello d'irraggiamento

Perdita FV causa temperatura

Perdita per qualità modulo

Perdita disadattamento moduli e stringhe

Perdite ohmiche di cablaggio

Energia apparente impianto a MPPT

Perdita inverter in funzione (efficienza)

Perdita inverter per superamento Pmax

Perdita inverte a causa massima corrente in ingresso

Perdita inverter per superamento Vmax

Perdita inverter per non raggiungimento Pmin

Perdita inverter per non raggiungimento Vmin

Consumi notturni

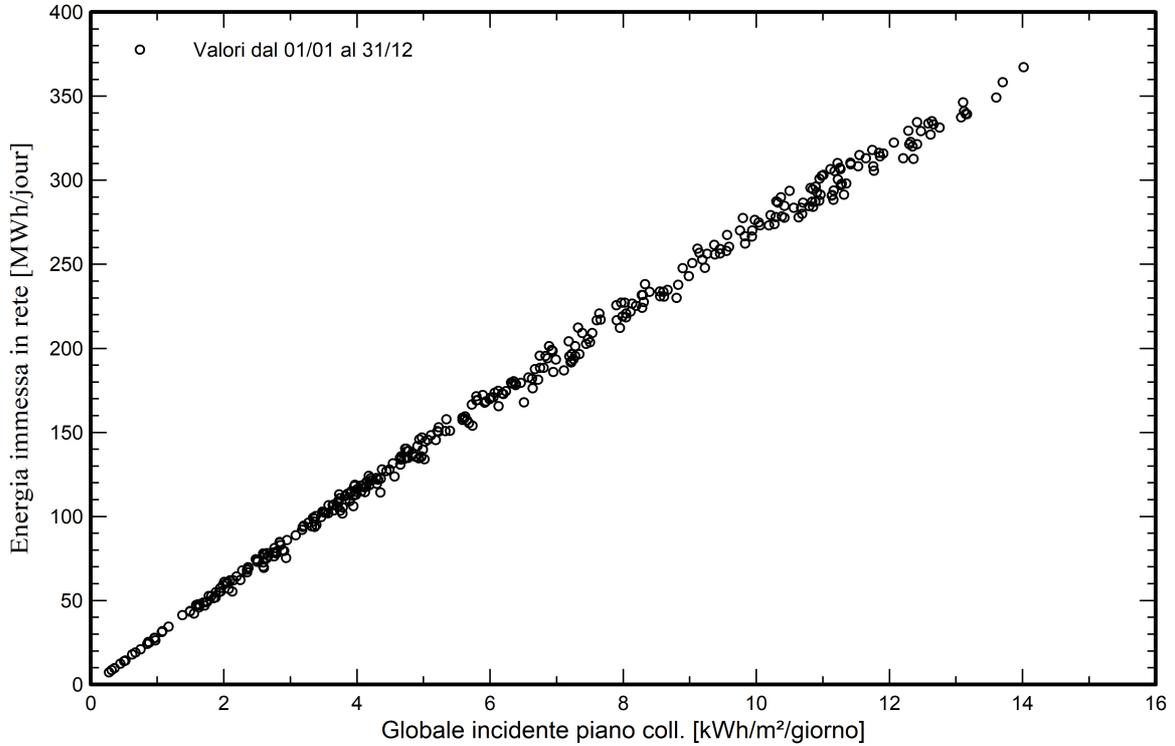
Energia in uscita inverter

Energia immessa in rete

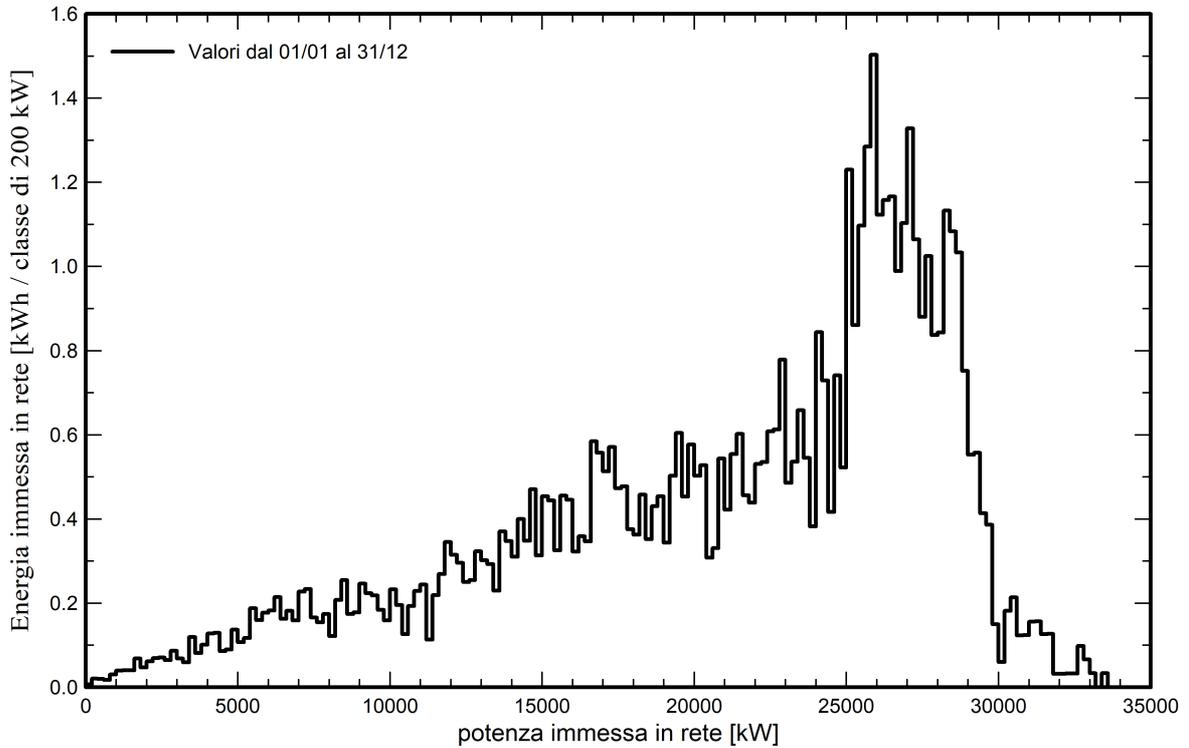


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



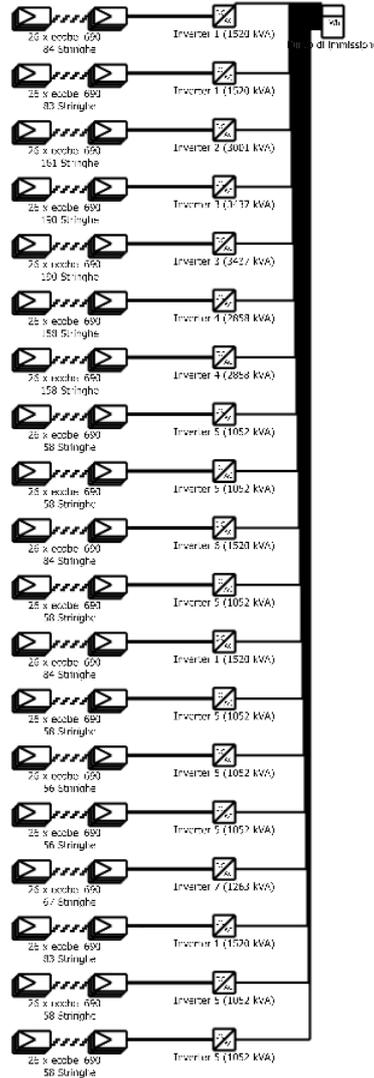
Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.3.4
 VCO, Simulato su
 08/08/23 17:22
 con v7.3.4

Schema unifilare



Modulo FV	ecobel 690
Inverter 1	Ingecon Sun 1690TL U B650 IP54 H3281
Inverter 2	Ingecon Sun 3600TL C630 Preliminary
Inverter 3	SG3400-HV-20
Inverter 4	Ingecon Sun 3600TL C600 Preliminary
Inverter 5	Ingecon Sun 1170TL U B450 IP54 H3281
Inverter 6	Ingecon Sun 1690TL B650 IP54 H1000
Inverter 7	Ingecon Sun 1400TL U B540 IP54 H3281
Stringa	26 x ecobel 690

Impianto FV Ramacca Fisso_02.
08

Solaning SRL (italy)
)

VCO : Nuova variante di simulazione

08/08/23

ALLEGATO "B"

PVsyst - Rapporto di simulazione

Sistema connesso in rete

Progetto: Impianto FV Ramacca Tracker rev. 02.08.2023

Variante: Impianto AGV Ramacca_tracker

Eliostati illimitati

Potenza di sistema: 43.06 MWc

Ramacca - Italia

Author

Solaning SRL (italy)



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Sommario del progetto

Luogo geografico	Ubicazione	Parametri progetto
Ramacca	Latitudine 37.73 °N	Albedo 0.20
Italia	Longitudine 15.00 °E	
	Altitudine 1340 m	
	Fuso orario UTC+1	
Dati meteo		
Ramacca		
PVGIS api TMY		

Sommario del sistema

Sistema connesso in rete	Eliostati illimitati	Ombre vicine
Orientamento campo FV	Algoritmo dell'inseguimento	Senza ombre
Orientamento	Calcolo astronomico	
Assi inseguimento orizzontali		
Informazione sistema		
Campo FV	Inverter	
Nr. di moduli 62400 unità	Numero di unità 22 unità	
Pnom totale 43.06 MWc	Pnom totale 41.97 MWac	
	Rapporto Pnom 1.026	
Bisogni dell'utente		
Carico illimitato (rete)		

Sommario dei risultati

Energia prodotta	79469966 kWh/anno	Prod. Specif.	1846 kWh/kWc/anno	Indice rendimento PR	84.53 %
------------------	-------------------	---------------	-------------------	----------------------	---------

Indice dei contenuti

Sommario del progetto e dei risultati	2
Parametri principali, Caratteristiche campo FV, Perdite sistema	3
Risultati principali	10
Diagramma perdite	11
Grafici predefiniti	12
Schema unifilare	13

**PVsyst V7.3.4**VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4**Parametri principali****Sistema connesso in rete****Orientamento campo FV****Orientamento**

Assi inseguimento orizzontali

Eliostati illimitati**Algoritmo dell'inseguimento**

Calcolo astronomico

Configurazione inseguitori

N. di eliostati 10 unità

Eliostati illimitati

Dimensioni

Distanza eliostati 6.60 m

Larghezza collettori 3.00 m

Fattore occupazione (GCR) 45.5 %

Banda inattiva sinistra 0.02 m

Banda inattiva destra 0.02 m

Phi min / max +/- 60.0 °

Angoli limite ombreggiamento

Phi limits for BT +/- 62.4 °

Modelli utilizzati

Trasposizione Perez

Diffuso Importato

Circumsolare separare

Orizzonte

Orizzonte libero

Ombre vicine

Senza ombre

Bisogni dell'utente

Carico illimitato (rete)

Sistema bifacciale

Modello

Calcolo 2D
eliostati illimitati**Geometria del modello bifacciale**

Distanza eliostati 6.60 m

ampiezza eliostati 3.04 m

GCR 46.1 %

Altezza dell'asse dal suolo 2.10 m

Definizioni per il modello bifacciale

Albedo dal suolo 0.30

Fattore di Bifaccialità 70 %

Ombreg. posteriore 5.0 %

Perd. Mismatch post. 10.0 %

Frazione trasparente della tettoia 0.0 %

Caratteristiche campo FV**Modulo FV**

Costruttore

Ecobel

Modello

ecobel 690

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 690 Wp

Numero di moduli FV 20748 unità

Nominale (STC) 14.32 MWc

Campo #1 - Ramacca 1_3

Numero di moduli FV 4160 unità

Nominale (STC) 2870 kWc

Moduli 160 Stringhe x 26 In serie

In cond. di funz. (50°C)

Pmpp 2619 kWc

U mpp 989 V

I mpp 2649 A

Inverter

Costruttore

Ingeteam

Modello

Ingecon Sun 3600TL C600 Preliminary

(Definizione customizzata dei parametri)

Potenza nom. unit. 2858 kWac

Numero di inverter 5 unità

Potenza totale 14290 kWac

Numero di inverter 1 unità

Potenza totale 2858 kWac

Voltaggio di funzionamento 852-1300 V

Potenza max. (=>30°C) 3118 kWac

Rapporto Pnom (DC:AC) 1.00



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #3 - Ramacca 1_4.2

Numero di moduli FV	4160 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2870 kWc	Potenza totale	2858 kWac
Moduli	160 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	852-1300 V
Pmpp	2619 kWc	Potenza max. (=>30°C)	3118 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00
I mpp	2649 A		

Campo #11 - Ramacca 1_19.1

Numero di moduli FV	4108 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2835 kWc	Potenza totale	2858 kWac
Moduli	158 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	852-1300 V
Pmpp	2586 kWc	Potenza max. (=>30°C)	3118 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	2615 A		

Campo #15 - Ramacca 2_2.2

Numero di moduli FV	4108 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2835 kWc	Potenza totale	2858 kWac
Moduli	158 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	852-1300 V
Pmpp	2586 kWc	Potenza max. (=>30°C)	3118 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.99
I mpp	2615 A		

Campo #19 - Ramacca 2_6.1

Numero di moduli FV	4212 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2906 kWc	Potenza totale	2858 kWac
Moduli	162 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	852-1300 V
Pmpp	2652 kWc	Potenza max. (=>30°C)	3118 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	2682 A		

Campo #2 - Ramacca 1_4.1

Modulo FV		Inverter	
Costruttore	Ecobel	Costruttore	Ingeteam
Modello	ecobel 690	Modello	Ingecon Sun 1560TL B600 IP54 H1000
(Definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	690 Wp	Potenza nom. unit.	1403 kWac
Numero di moduli FV	2080 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1435 kWc	Potenza totale	1403 kWac
Moduli	80 Stringhe x 26 In serie	Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>30°C)	1559 kWac
Pmpp	1310 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	989 V		
I mpp	1324 A		

Modulo FV

Costruttore	Ecobel	Costruttore	Ingeteam
Modello	ecobel 690	Modello	Ingecon Sun 1560TL U B600 IP54 H3281
(Definizione customizzata dei parametri)		(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	690 Wp	Potenza nom. unit.	1403 kWac
Numero di moduli FV	6292 unità	Numero di inverter	3 unità
Nominale (STC)	4341 kWc	Potenza totale	4209 kWac



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #4 - Ramacca 1_10

Numero di moduli FV	2132 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1471 kWc	Potenza totale	1403 kWac
Moduli	82 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	1342 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1559 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.05
I mpp	1357 A		

Campo #17 - Ramacca 2_5.1

Numero di moduli FV	2080 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1435 kWc	Potenza totale	1403 kWac
Moduli	80 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	1310 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1559 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	1324 A		

Campo #20 - Ramacca 2_6.2

Numero di moduli FV	2080 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1435 kWc	Potenza totale	1403 kWac
Moduli	80 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	853-1300 V
Pmpp	1310 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1559 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
I mpp	1324 A		

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	9282 unità
Nominale (STC)	6405 kWc

Inverter

Costruttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun 1690TL U B650 IP54 H3281
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	1520 kWac
Numero di inverter	4 unità
Potenza totale	6080 kWac

Campo #5 - Ramacca 1_11

Numero di moduli FV	2340 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1615 kWc	Potenza totale	1520 kWac
Moduli	90 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	922-1300 V
Pmpp	1473 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1689 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
I mpp	1490 A		

Campo #10 - Ramacca 1_17

Numero di moduli FV	2340 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1615 kWc	Potenza totale	1520 kWac
Moduli	90 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	922-1300 V
Pmpp	1473 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1689 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
I mpp	1490 A		



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #16 - Ramacca 2_3

Numero di moduli FV 2340 unità
Nominale (STC) 1615 kWc
Moduli 90 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1473 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1490 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac

Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.06

Campo #21 - Ramacca 2_7

Numero di moduli FV 2262 unità
Nominale (STC) 1561 kWc
Moduli 87 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1424 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1440 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1520 kWac

Voltaggio di funzionamento 922-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1689 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.03

Modulo FV

Costruttore Ecobel
Modello ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)
Potenza nom. unit. 690 Wp
Numero di moduli FV 7930 unità
Nominale (STC) 5472 kWc

Inverter

Costruttore Ingeteam
Modello Ingecon Sun 1170TL U B450 IP54 H3281
(PVsyst database originale)
Potenza nom. unit. 1052 kWac
Numero di inverter 5 unità
Potenza totale 5260 kWac

Campo #6 - Ramacca 1_12

Numero di moduli FV 1612 unità
Nominale (STC) 1112 kWc
Moduli 62 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1015 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1026 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.06

Campo #7 - Ramacca 1_16.1

Numero di moduli FV 1612 unità
Nominale (STC) 1112 kWc
Moduli 62 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1015 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1026 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.06

Campo #8 - Ramacca 1_16.2

Numero di moduli FV 1612 unità
Nominale (STC) 1112 kWc
Moduli 62 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)
Pmpp 1015 kWc
U mpp 989 V
I mpp 1026 A

Numero di inverter 1 unità
Potenza totale 1052 kWac

Voltaggio di funzionamento 645-1300 V
Potenza max. (=>30°C) 1169 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC) 1.06



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #9 - Ramacca 1_16.3

Numero di moduli FV	1612 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1112 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	62 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	1015 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
I mpp	1026 A		

Campo #12 - Ramacca 1_19.2

Numero di moduli FV	1482 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	1023 kWc	Potenza totale	1052 kWac
Moduli	57 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	645-1300 V
Pmpp	933 kWc	Potenza max. (=>30°C)	1169 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	0.97
I mpp	944 A		

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	10426 unità
Nominale (STC)	7194 kWc

Inverter

Costruttore	Sungrow
Modello	SG3400-HV-20
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	3437 kWac
Numero di inverter	2 unità
Potenza totale	6874 kWac

Campo #13 - Ramacca 2_1

Numero di moduli FV	5304 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3660 kWc	Potenza totale	3437 kWac
Moduli	204 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
Pmpp	3339 kWc	Potenza max. (=>25°C)	3593 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.06
I mpp	3377 A		

Campo #22 - Ramacca 2_8

Numero di moduli FV	5122 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	3534 kWc	Potenza totale	3437 kWac
Moduli	197 Stringhe x 26 In serie		
In cond. di funz. (50°C)		Voltaggio di funzionamento	875-1300 V
Pmpp	3225 kWc	Potenza max. (=>25°C)	3593 kWac
U mpp	989 V	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.03
I mpp	3261 A		

Campo #14 - Ramacca 2_2.1

Modulo FV

Costruttore	Ecobel
Modello	ecobel 690
(Definizione customizzata dei parametri)	
Potenza nom. unit.	690 Wp
Numero di moduli FV	1950 unità
Nominale (STC)	1346 kWc
Moduli	75 Stringhe x 26 In serie
In cond. di funz. (50°C)	
Pmpp	1228 kWc
U mpp	989 V
I mpp	1241 A

Inverter

Costruttore	Ingeteam
Modello	Ingecon Sun 1500TL U B578 IP54 H3281
(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	1352 kWac
Numero di inverter	1 unità
Potenza totale	1352 kWac
Voltaggio di funzionamento	822-1300 V
Potenza max. (=>30°C)	1502 kWac
Rapporto Pnom (DC:AC)	1.00



PVsyst V7.3.4

VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Caratteristiche campo FV

Campo #18 - Ramacca 2_5.2		Inverter	
Modulo FV		Costruttore	Sungrow
Costruttore	Ecobel	Costruttore	Sungrow
Modello	ecobel 690	Modello	SG2500-HV-20
(Definizione customizzata dei parametri)		(PVsyst database originale)	
Potenza nom. unit.	690 Wp	Potenza nom. unit.	2500 kWac
Numero di moduli FV	3692 unità	Numero di inverter	1 unità
Nominale (STC)	2547 kWc	Potenza totale	2500 kWac
Moduli	142 Stringhe x 26 In serie	Voltaggio di funzionamento	800-1300 V
In cond. di funz. (50°C)		Potenza max. (=>25°C)	2750 kWac
Pmpp	2324 kWc	Rapporto Pnom (DC:AC)	1.02
U mpp	989 V		
I mpp	2351 A		
Potenza PV totale		Potenza totale inverter	
Nominale (STC)	43056 kWp	Potenza totale	41968 kWac
Totale	62400 moduli	Potenza max.	45865 kWac
Superficie modulo	193836 m ²	Numero di inverter	22 unità
		Rapporto Pnom	1.03

Perdite campo

Fatt. di perdita termica		Perdita di qualità moduli		Perdite per mismatch del modulo	
Temperatura modulo secondo irraggiamento		Fraz. perdite	-0.8 %	Fraz. perdite	2.0 % a MPP
Uc (cost)	20.0 W/m ² K				
Uv (vento)	0.0 W/m ² K/m/s				
Perdita disadattamento Stringhe		Fattore di perdita IAM			
Fraz. perdite	0.2 %	Param. ASHRAE: IAM = 1 - bo (1/cos ² -1)			
		Param. bo	0.05		

Perdite DC nel cablaggio

Res. globale di cablaggio	0.41 mΩ		
Fraz. perdite	1.5 % a STC		
Campo #1 - Ramacca 1_3		Campo #2 - Ramacca 1_4.1	
Res. globale campo	6.2 mΩ	Res. globale campo	12 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #3 - Ramacca 1_4.2		Campo #4 - Ramacca 1_10	
Res. globale campo	6.2 mΩ	Res. globale campo	12 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #5 - Ramacca 1_11		Campo #6 - Ramacca 1_12	
Res. globale campo	11 mΩ	Res. globale campo	16 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #7 - Ramacca 1_16.1		Campo #8 - Ramacca 1_16.2	
Res. globale campo	16 mΩ	Res. globale campo	16 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #9 - Ramacca 1_16.3		Campo #10 - Ramacca 1_17	
Res. globale campo	16 mΩ	Res. globale campo	11 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #11 - Ramacca 1_19.1		Campo #12 - Ramacca 1_19.2	
Res. globale campo	6.3 mΩ	Res. globale campo	17 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #13 - Ramacca 2_1		Campo #14 - Ramacca 2_2.1	
Res. globale campo	4.9 mΩ	Res. globale campo	13 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC



PVsyst V7.3.4
VC2, Simulato su
08/08/23 17:18
con v7.3.4

Perdite DC nel cablaggio

Campo #15 - Ramacca 2_2.2		Campo #16 - Ramacca 2_3	
Res. globale campo	6.3 mΩ	Res. globale campo	11 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #17 - Ramacca 2_5.1		Campo #18 - Ramacca 2_5.2	
Res. globale campo	12 mΩ	Res. globale campo	7.0 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #19 - Ramacca 2_6.1		Campo #20 - Ramacca 2_6.2	
Res. globale campo	6.1 mΩ	Res. globale campo	12 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC
Campo #21 - Ramacca 2_7		Campo #22 - Ramacca 2_8	
Res. globale campo	11 mΩ	Res. globale campo	5.0 mΩ
Fraz. perdite	1.5 % a STC	Fraz. perdite	1.5 % a STC



Risultati principali

Produzione sistema

Energia prodotta 79469966 kWh/anno

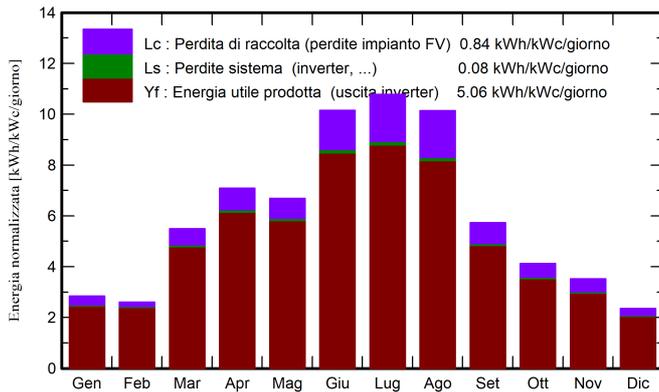
Prod. Specif.

1846 kWh/kWc/anno

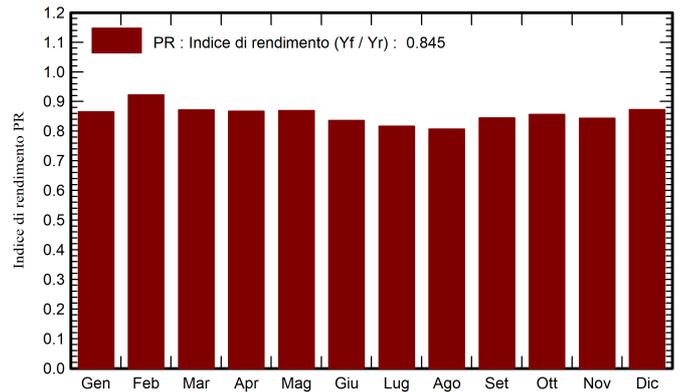
Indice rendimento PR

84.53 %

Produzione normalizzata (per kWp installato)



Indice di rendimento PR



Bilanci e risultati principali

	GlobHor kWh/m ²	DiffHor kWh/m ²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m ²	GlobEff kWh/m ²	EArray kWh	PR ratio
Gennaio	63.9	34.28	4.97	88.2	75.4	3346736	0.865
Febbraio	60.7	42.07	0.92	72.9	64.3	2952524	0.922
Marzo	125.1	58.03	6.87	170.4	151.9	6497095	0.872
Aprile	157.2	70.63	9.25	212.7	193.1	8072906	0.867
Maggio	156.2	83.13	11.77	207.5	188.5	7895359	0.869
Giugno	221.9	74.88	17.70	304.5	281.2	11131968	0.836
Luglio	241.5	66.65	22.38	334.3	310.0	11922475	0.816
Agosto	221.4	62.86	21.84	314.4	285.4	11085413	0.807
Settembre	126.3	66.78	16.24	172.0	152.5	6354103	0.844
Ottobre	93.6	47.90	12.84	127.9	112.2	4796952	0.857
Novembre	73.7	35.23	10.43	105.7	90.2	3905013	0.843
Dicembre	54.9	30.49	4.13	73.0	61.7	2796606	0.872
Anno	1596.4	672.95	11.68	2183.6	1966.4	80757150	0.845

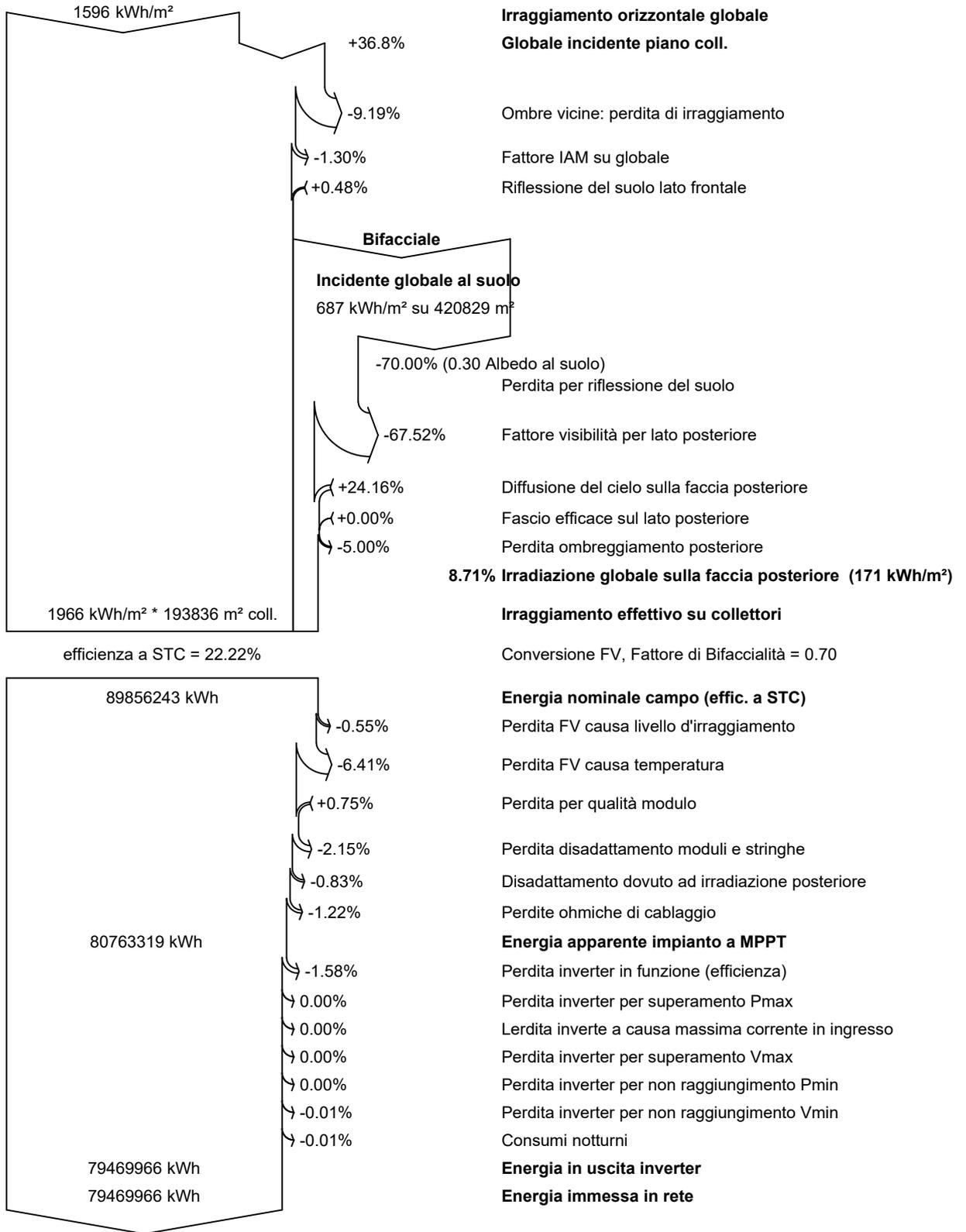
Legenda

GlobHor Irraggiamento orizzontale globale
 DiffHor Irraggiamento diffuso orizz.
 T_Amb Temperatura ambiente
 GlobInc Globale incidente piano coll.
 GlobEff Globale "effettivo", corr. per IAM e ombre

EArray Energia effettiva in uscita campo
 PR Indice di rendimento



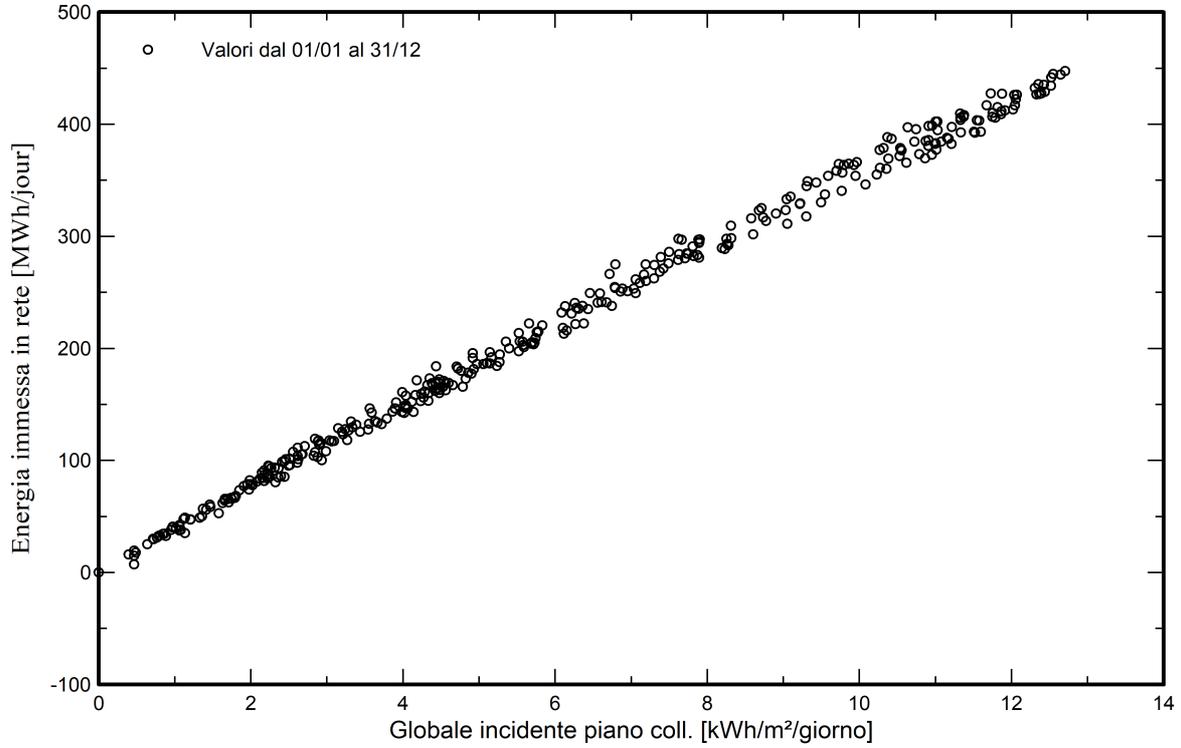
Diagramma perdite



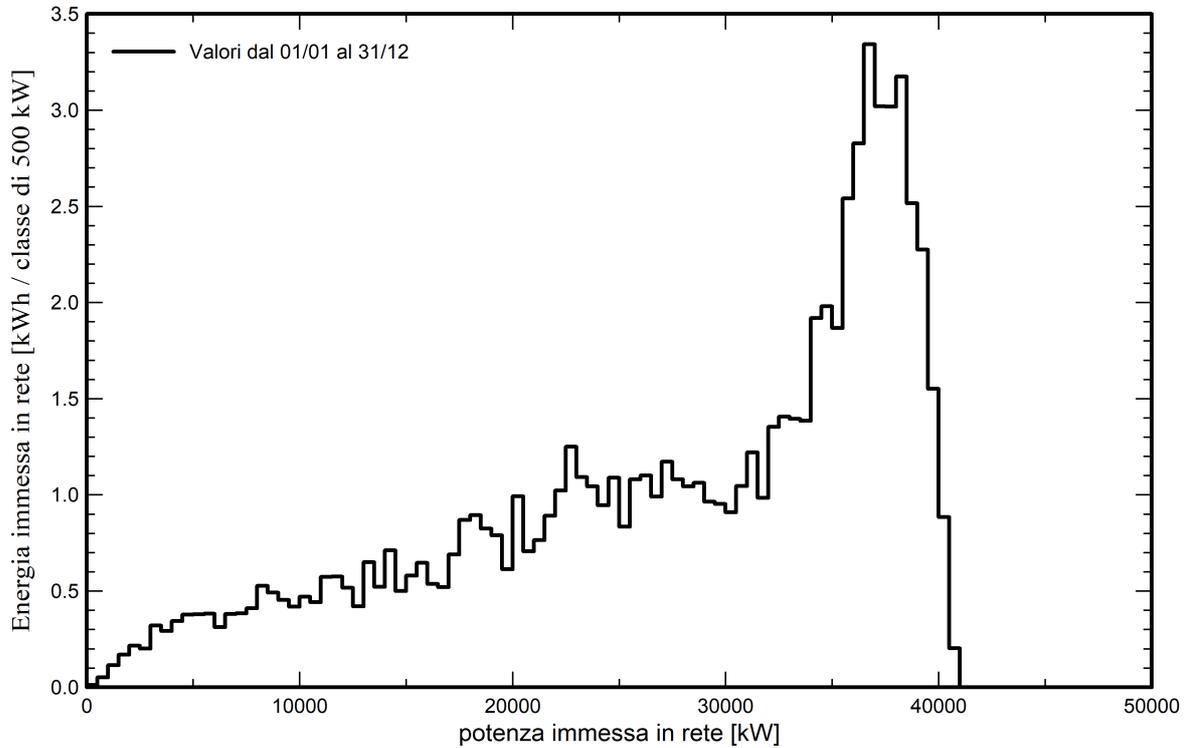


Grafici predefiniti

Diagramma giornaliero entrata/uscita



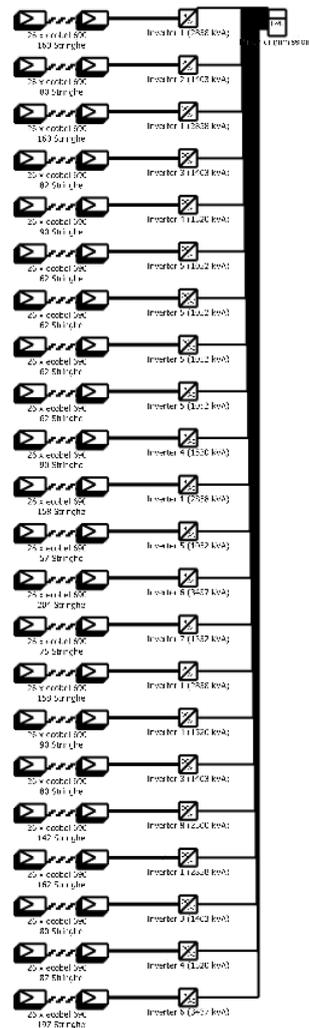
Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.3.4
 VC2, Simulato su
 08/08/23 17:18
 con v7.3.4

Schema unifilare



Modulo FV	ecobel 690
Inverter 1	Ingecon Sun 3600TL C600 Preliminary
Inverter 2	Ingecon Sun 1560TL B600 IP54 H1000
Inverter 3	Ingecon Sun 1560TL U B600 IP54 H3281
Inverter 4	Ingecon Sun 1690TL U B650 IP54 H3281
Inverter 5	Ingecon Sun 1170TL U B450 IP54 H3281
Inverter 6	SG3400-HV-20
Inverter 7	Ingecon Sun 1500TL U B578 IP54 H3281
Inverter 8	SG2500-HV-20
Stringa	26 x ecobel 690

Impianto FV Ramacca Tracker r
 ev. 02.08

Solaning SRL (italy
)

VC2 : Impianto AGV Ramacca_tracker

08/08/23