



COMUNE DI SAN PIETRO IN CASALE
PROVINCIA DI BOLOGNA
REGIONE EMILIA ROMAGNA

IMPIANTO AGRIVOLTAICO AVANZATO "RNE21"

Proponente

RNE21 S.R.L.

Viale San Michele del Carso, 22
20144 Milano (MI)
C.F. 13055920964

Progettazione

**SOCIETA' DI PROGETTAZIONE
GSB CONSULTING SRL**

Via Passo Rolle, 9 – 20134 Milano (MI)
P.IVA 11882750968



Preparato
Irina Giorgi

Verificato
Gianandrea Ing. Bertinazzo

Approvato
Vasco Ing. Piccoli

PROGETTAZIONE DEFINITIVA

Titolo elaborato

RNE21 STIMA PRODUCIBILITA' ENERGETICA

Elaborato N.

R13

Data emissione

01/10/24

Nome file

STIMA PRODUCIBILITA' ENERGETICA

N. Progetto

RNE21

Pagina

COVER

01

05/02/25

PRIMA REVISIONE

00

01/10/24

PRIMA EMISSIONE

REV.

DATA

DESCRIZIONE

IL PRESENTE DOCUMENTO NON POTRA' ESSERE COPIATO, RIPRODOTTO O ALTRIMENTI PUBBLICATO, IN TUTTO O IN PARTE, SENZA IL CONSENSO SCRITTO DI RNE21 S.R.L.. OGNI UTILIZZO NON AUTORIZZATO SARA' PERSEGUITO A NORMA DI LEGGE.
THIS DOCUMENT CAN NOT BE COPIED, REPRODUCED OR PUBLISHED, EITHER IN PART OR IN ITS ENTIRETY, WITHOUT THE WRITTEN PERMISSION OF RNE21 S.R.L. UNAUTHORIZED USE WILL BE PROSECUTED BY LAW.

Sommario

1 Introduzione 3

2 Breve descrizione dell’impianto agri-FV in oggetto 4

3 Producibilità energetica..... 7

 3.1.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate 9

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

1 Introduzione

La presente relazione costituisce parte integrante della documentazione progettuale relativa alla realizzazione dell'impianto agrivoltaico avanzato denominato "RNE21" e ha lo scopo di quantificare la producibilità energetica e la conseguente la riduzione di emissioni di gas serra in atmosfera derivante dalla produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile.

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

2 Breve descrizione dell’impianto agri-FV in oggetto

L’impianto agrivoltaico avanzato dotato di sistema di accumulo “RNE21” e relative opere di connessione alla rete saranno realizzate nel territorio del Comune di San Pietro in Casale, provincia di Bologna, Pieve di Cento, provincia di Bologna, e Cento, provincia di Ferrara, ed è identificato dalle seguenti coordinate geografiche relative alla posizione baricentrica dell’impianto FV:

- 44°44'49.25"N
- 11°20'56.62"E

In Figura 1 è riportata la posizione del sito interessato su immagine satellitare, inquadrato prima nel territorio dell’Emilia-Romagna, poi più specificatamente nel territorio comunale di San Pietro in Casale, Pieve di Cento e Cento.

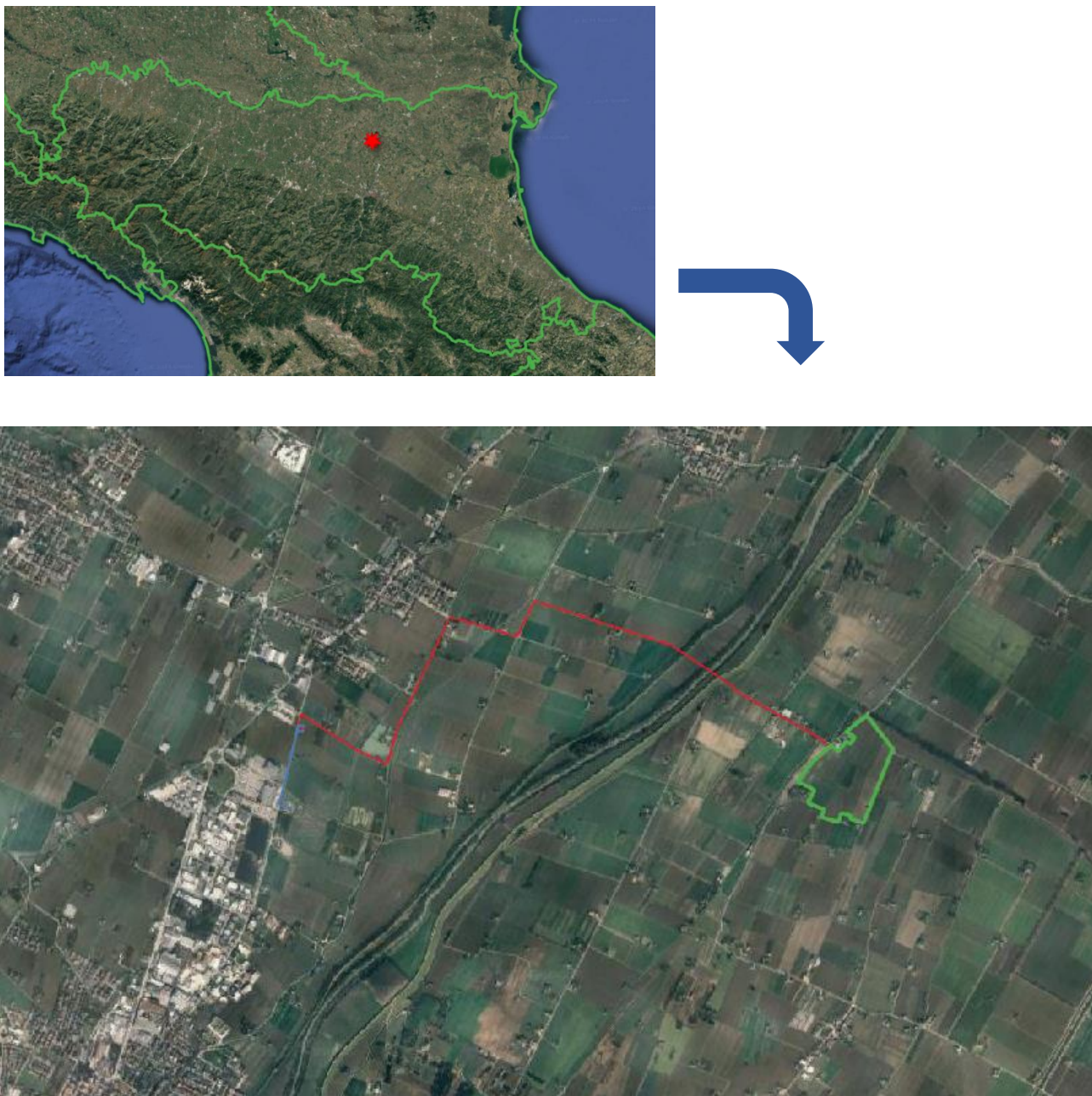


Figura 1: Inquadramento dell’impianto su immagine satellitare

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

L'impianto agrivoltaico avanzato "RNE21" è composto da quattro impianti di generazione, ciascuno distinto dal punto di vista elettrico e configurato come "lotto d'impianti", connessi in media tensione. Ogni impianto comprende, oltre a una sezione dedicata al parco agrivoltaico, anche una sezione riservata al sistema di accumulo.

La potenza nominale complessiva dell'impianto agrivoltaico avanzato, determinata dalla somma delle potenze nominali dei moduli FV, è pari a 18'469,44 kWp, mentre la potenza in immissione in rete è determinata dalla potenza indicata sul preventivo di connessione, ed è pari a 17'250,00 kW.

I moduli fotovoltaici, realizzati in silicio mono-cristallino ad elevata efficienza, saranno collegati elettricamente in serie a formare stringhe da 24 moduli, e posizionati su strutture ad inseguimento solare mono-assiale, in configurazione a doppia fila (configurazione 2-P). I moduli saranno opportunamente innalzati dal livello del terreno e le strutture di sostegno distanziate (pitch pari a 7,85m).

L'utilizzo di tracker consente la rotazione dei moduli FV attorno ad un unico asse orizzontale avente orientazione Nord-Sud, al fine di massimizzare la radiazione solare captata dai moduli stessi e conseguentemente la produzione energetica del generatore FV.

Per l'impianto FV in oggetto si prevede l'utilizzo di inverter di stringa, posizionati direttamente in campo, a ciascuno dei quali saranno collegate fino ad un massimo di 14 stringhe.

All'interno dei confini dell'impianto FV è prevista l'installazione di otto cabine di trasformazione (due per ogni lotto di impianto) realizzate tramite soluzione containerizzata, contenenti fondamentalmente il trasformatore MT/BT e i quadri elettrici MT e BT.

Il Sistema di Accumulo, invece, è costituito da dispositivi, apparecchiature e logiche di gestione e controllo, progettato per assorbire e rilasciare energia elettrica. Funziona in modo continuativo con la rete di distribuzione e, in questo caso specifico, è integrato con l'impianto di produzione fotovoltaica. In particolare, il Sistema di Accumulo rilascerà l'energia elettrica accumulata in modo da garantire che la potenza immessa in rete non superi mai quella indicata da Enel Distribuzione nel preventivo di connessione ricevuto.

In estrema sintesi il Sistema di Accumulo, complessivamente, è caratterizzato dai seguenti dati nominali:

40,12MWh – 10MW_{AC}

L'energia generata dall'impianto agrivoltaico avanzato dotato di accumulo viene raccolta tramite una rete di elettrodotti interrati in Media Tensione eserciti a 15 kV che confluiscono presso le quattro cabine di consegna situate nel comune di Cento al Foglio 41 p.lla 375, in posizione accessibile dalla viabilità pubblica, presso le quali è ubicato il punto di consegna dell'energia generata alla rete di distribuzione.

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione



Figura 2: Inquadramento impianto e opere di connessione su ortofoto

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3 Producibilità energetica

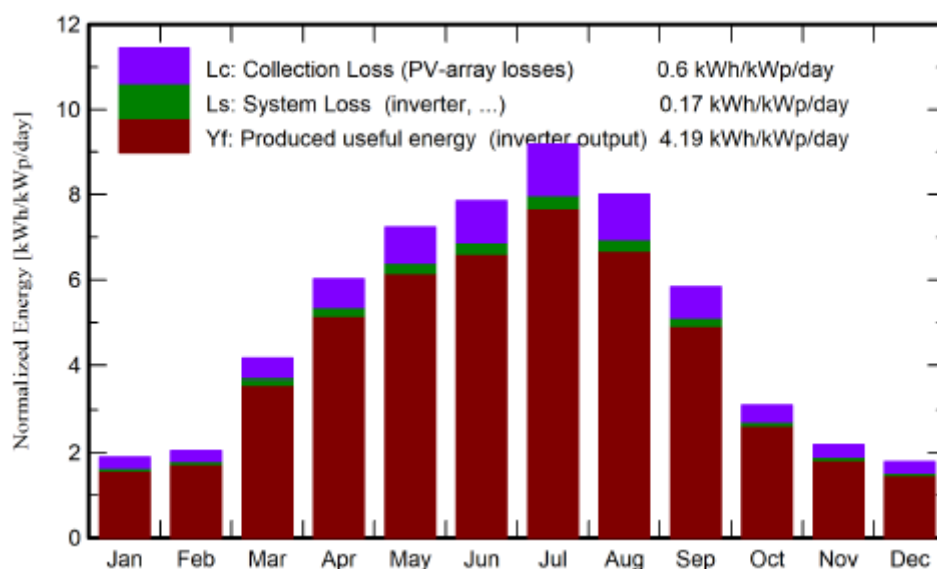
Al fine di stimare la producibilità energetica annua dell'impianto FV è stato utilizzato il software PVSyst (versione 7.2.16), software di riferimento per il settore fotovoltaico, utilizzato e riconosciuto a livello internazionale come valido strumento per questo genere di simulazioni.

La disponibilità di radiazione solare costituisce il fattore di maggior rilevanza per conseguire una elevata produzione energetica e garantire la sostenibilità economica dell'iniziativa progettuale. Nella presente analisi, sono stati utilizzati i dati di radiazione solare contenuti nei database PVGIS, aggiornati alla data di stesura del progetto definitivo per la seguente località geografica:

- Cantone: 44.75°N – 11.35°E

In seguito ad un'attenta analisi dell'orografia del sito considerato è stato possibile escludere la presenza di ombreggiamenti localizzati, che sono stati poi confermati tramite sopralluoghi.

Nella seguente tabella viene riportato l'andamento mensile della radiazione solare incidente sul piano dei moduli FV, considerando la configurazione impiantistica adottata per il presente impianto FV.



	GlobHor kWh/m²	DiffHor kWh/m²	T_Amb °C	GlobInc kWh/m²	GlobEff kWh/m²	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	47.9	24.04	2.67	58.4	51.7	941657	904796	0.838
February	48.9	27.91	4.83	57.0	51.7	930850	892945	0.848
March	106.3	47.07	9.44	129.0	120.0	2136760	2057084	0.863
April	151.3	65.45	14.31	180.6	169.7	2975851	2863063	0.858
May	188.7	78.72	19.07	224.5	212.2	3669717	3528687	0.851
June	194.4	77.61	22.08	235.6	222.6	3815728	3668086	0.843
July	230.1	67.98	26.66	284.9	271.0	4575765	4394706	0.835
August	198.3	60.34	27.58	248.0	235.7	3984936	3831460	0.836
September	141.0	47.87	23.37	175.2	164.9	2836079	2730599	0.844
October	79.8	37.92	14.68	96.2	88.4	1564109	1506302	0.848
November	54.1	26.71	9.73	65.5	58.7	1051991	1012016	0.836
December	44.7	20.90	4.79	55.1	48.3	875129	839934	0.825
Year	1485.7	582.53	14.99	1810.1	1694.7	29358573	28229678	0.844

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Nel software PVSyst è stata quindi riprodotta la configurazione d'impianto adottata, inserendo informazioni geometriche relative alla disposizione dei moduli FV sulle relative strutture di sostegno nonché le caratteristiche tecniche dei principali componenti d'impianto (moduli FV ed inverter in primis).

Sulla base delle informazioni di input sovra menzionate, in termini di disponibilità di radiazione solare, caratteristiche ambientali del sito analizzato, e caratteristiche dei componenti, il software è in grado di stimare le principali voci di perdita energetica che vengono riscontrate durante il reale funzionamento dell'impianto FV.

Di seguito si riporta un elenco delle principali voci di perdite energetiche, suddivise per sezione:

- Perdite per ombreggiamento: 2,06% - ovvero le perdite causate dall'ombreggiamento reciproco tra i filari di moduli FV.
- Perdite per "soiling": 2,00% - ovvero le perdite causate dall'inevitabile deposizione di sporcizia sulla superficie frontale dei moduli FV che ne riduce conseguentemente l'output energetico;
- Perdite causate dalla temperatura: 3,03% - perdite causate dall'inevitabile decadimento delle prestazioni dei moduli FV durante il funzionamento a temperature di cella FV superiori di 25°C, temperatura STC di riferimento alla quale è determinata l'efficienza nominale di un modulo FV;
- Perdite per mismatch, moduli e stringhe: 2,15% - ovvero le perdite causate non perfetto accoppiamento tra moduli e tra stringhe, identiche nella teoria, ma differenti nella realtà e quindi il cui accoppiamento (collegamento in parallelo DC) crea delle perdite di accoppiamento;
- Decadimento prestazioni moduli FV: 0,35 % - ovvero pari al valore comunicato, e certificato, dal produttore dei moduli FV (vedere data sheet);
- Perdite elettriche di distribuzione CC – 1,5 % @STC – ovvero le perdite sui cavi DC, valore calcolato puntualmente con il calcolo di dimensionamento dei cavi DC;
- Perdite elettriche di distribuzione CA BT – 0,70 % @STC – ovvero le perdite sui cavi AC BT;
- Perdite elettriche nella trasformazione MT– perdite nel ferro totali 0,10% @STC e perdite nel rame totali 1,00% @STC;
- Il consumo dei servizi ausiliari – 3W/kW (0,3%) – voce nella quale rientrano i consumi di: sistemi ausiliari di cabina, sistema di videosorveglianza, sistema di tracker, etc.

La producibilità energetica dell'impianto così stimata risulta essere pari a **28,229 GWh/anno**, per il primo anno, ovvero **1'528 kWh/kWp**, con un rendimento atteso pari a circa **84,44%**.

L'energia attesa prodotta negli anni successivi al primo dovrà tener conto: della perdita di prestazioni del modulo FV (pari -0,35% all'anno, dal secondo anno – vedere data sheet), della disponibilità dell'impianto che diminuisce con il passare degli anni per effetto di rotture e guasti dei vari componenti.

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

3.1.1 Risparmio combustibile ed emissione evitate

In questa sezione si vuole calcolare l'impatto positivo che questo progetto ha dal punto di vista ambientale.

Al primo anno di esercizio si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà pari a 28,229 GWh/anno, con un rendimento atteso pari a circa 84,44%.

Assumendo un decadimento del 1% il primo anno e un decadimento del 0,35% dal secondo anno al 30 anno ed un valore costante a partire dal trentesimo anno, il valore medio della producibilità dell'impianto su 40 anni di esercizio risulta pari a 26'338,86 MWh/anno.

In base a quanto sopra riportato, si stima che la producibilità energetica dell'impianto sarà complessivamente pari a 28.229,68 MWh al primo anno di esercizio e 1'053'554,70 MWh durante l'intera vita utile dell'opera (pari a 40 anni).

I benefici ambientali si calcolano come risparmio di combustibile ed emissioni evitate in atmosfera.

Il quantitativo di emissioni evitate è stato ottenuto moltiplicando la producibilità dell'impianto, riferita al primo anno e a 40 anni, per i fattori di emissione di gas serra e altri inquinanti atmosferici definiti nel Rapporto ISPRA n. 386/2023¹ all'anno 2021. In particolare sono stati considerati i seguenti fattori:

- per l'anidride carbonica il fattore di emissione contenuto nella colonna "Gross electricity production" della tabella 1.13, pari a 267,9 g CO₂/kWh (Figura 3);
- per metano e protossido di azoto i fattori di emissione definiti in tabella 1.15 (Figura 4);
- per gli altri inquinanti atmosferici (NO_x, CO, NH₃ e PM₁₀) i fattori di emissione definiti in tabella 1.17 (Figura 5);

¹ Rapporto ISPRA 386/2023 "Efficiency and decarbonization indicators in Italy and in the biggest European Countries. Edition 2023". Link: <https://www.isprambiente.gov.it/files2023/pubblicazioni/rapporti/r386-2023.pdf>

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Year	Gross thermo-electricity production (only fossils)	Gross thermo-electricity production ¹	Gross electricity production ²	Electricity consumption	Gross thermo-electricity and heat production ^{1,3}	Gross electricity and heat production ^{2,3}	Heat production ³
1990	709.3	709.1	593.1	577.9	709.1	593.1	
1995	682.9	681.8	562.3	548.2	681.8	562.3	
2000	640.6	636.2	517.7	500.4	636.2	517.7	
2005	585.2	574.0	487.2	466.7	516.5	450.4	246.7
2006	575.8	564.1	478.8	463.9	508.2	443.5	256.7
2007	560.1	548.6	471.2	455.3	497.0	437.8	256.3
2008	556.5	543.7	451.6	443.8	492.8	421.8	252.0
2009	548.2	529.9	415.4	399.3	480.9	392.4	260.5
2010	546.8	524.4	404.5	390.0	470.0	379.6	247.3
2011	548.5	522.4	395.6	379.1	461.0	367.7	227.8
2012	562.8	530.4	386.8	374.3	467.8	361.3	227.1
2013	555.9	506.5	338.2	327.5	438.7	317.8	218.2
2014	575.4	514.0	324.4	309.9	439.5	304.6	206.9
2015	544.3	489.2	332.6	315.2	425.3	312.9	218.9
2016	518.2	467.3	322.5	314.2	409.3	304.6	220.2
2017	492.6	446.9	317.4	309.1	394.4	299.8	215.2
2018	495.0	445.5	297.2	282.1	389.6	282.1	209.5
2019	462.7	416.3	278.1	269.1	368.1	266.8	212.2
2020	449.1	400.3	259.8	255.0	353.6	251.2	211.1
2021	452.1	406.6	267.9	255.6	360.5	258.2	209.5
2022*	482.2	437.3	308.9	293.3	404.3	303.0	268.8

¹ Included electricity by bioenergy.

² Included renewable electricity, without production from pumped storage units.

³ Included CO₂ emissions for heat production.

* Preliminary estimate.

Figura 3: Fattori di emissione di CO₂ (g CO₂/kWh) per la produzione elettrica, produzione di calore e dei consumi elettrici (Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.13)

Gas	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021	2022*
CO ₂	450.39	379.61	312.86	304.59	299.82	282.15	266.81	251.24	258.16	302.99
CH ₄	0.51	0.54	0.74	0.74	0.73	0.72	0.72	0.72	0.69	0.83
N ₂ O	1.24	1.29	1.47	1.42	1.32	1.29	1.18	1.16	1.10	1.34
GHG	452.14	381.45	315.07	306.76	301.87	284.16	268.71	253.12	259.95	305.17

Figura 4: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (g CO₂eq/kWh) - Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.15

Pollutant	2005	2010	2015	2016	2017	2018	2019	2019	2021
NO _x	368.44	288.07	253.12	237.66	226.91	218.32	210.27	200.97	199.11
SO _x	524.75	222.46	95.41	71.72	63.31	58.41	47.86	42.73	38.82
COVNM	52.97	73.26	81.69	86.78	85.62	86.54	88.69	90.90	85.67
CO	105.49	101.11	94.31	96.29	97.60	93.37	94.63	92.49	92.93
NH ₃	0.66	0.65	0.71	0.60	0.54	0.50	0.37	0.32	0.31
PM ₁₀	16.91	8.03	4.12	3.54	3.31	2.91	2.66	2.37	2.42

Figura 5: Fattori di emissione di gas serra dal settore elettrico per la produzione lorda di energia elettrica e calore (mg/kWh) - Fonte: Rapporto ISPRA n. 386/2023, Tabella 1.17

Le emissioni di gas ad effetto serra e altri inquinanti evitate al primo anno e durante l'intera vita utile dell'opera in progetto, considerata pari a 40 anni, sono riportate in Tabella 1.

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 1: Emissioni inquinanti evitate dall'impianto agrivoltaico al primo anno e durante l'intera vita utile

Dati impianto	Tipologia inquinante		Fattori di emissione	Emissioni evitate al primo anno	Emissioni complessive evitate in 40 anni
Producibilità al primo anno 28.229,68 MWh Producibilità in 40 anni 1.053.554,70 MWh	Gas serra	CO ₂	267,9 g CO ₂ /kWh	7.562,7 t CO ₂	282.247,3 t CO ₂
		CH ₄	0,69 g CO ₂ eq /kWh	19,5 t CO ₂ eq	727,0 t CO ₂ eq
		N ₂ O	1,10 g CO ₂ eq /kWh	31,1 t CO ₂ eq	1.158,9 t CO ₂ eq
	Altri inquinanti atmosferici	NO _x	199,11 mg/kWh	5,6 t NO _x	209,8 t NO _x
		CO	92,93 mg/kWh	2,6 t CO	97,9 t CO
		NH ₃	0,31 mg/kWh	0,0088 t NH ₃	0,3 t NH ₃
		PM ₁₀	2,42 mg/kWh	0,0683 t PM ₁₀	2,5 t PM ₁₀

Dalla consultazione dell'Inventario Regionale delle emissioni di gas climalteranti² (aggiornato a 2018), i cui dati sono riportati in Tabella 2, si rileva che nel 2021 il Comune di San Pietro in Casale ha emesso circa 37.510 t di CO₂, pari allo 0,13% delle emissioni regionali, 151,66 t di CH₄ (~0,1% del totale regionale) e circa 24 t di N₂O (~0,3%). Il settore energetico³ è responsabile della quasi totalità delle emissioni di CO₂, del 60% delle emissioni di CH₄ e del 9% di quelle legate al protossido di azoto.

Dalla consultazione dell'INventario Emissioni Aria⁴ (INEMAR) della Regione Emilia-Romagna, aggiornato al 2021, risulta che il Comune di San Pietro in Casale ha emesso 197,42 t di monossido di carbonio (CO), 166,26 t di ammoniaca, circa 91 t di NO_x e 18 t di PM₁₀.

Confrontando le emissioni evitate dall'impianto agrivoltaico avanzato in progetto il primo anno di esercizio con i quantitativi emessi a livello comunale è possibile osservare che l'opera consente di evitare un'emissione di CO₂ pari a circa il 20% del totale comunale, di CH₄ pari allo 0,46% e di N₂O equivalente allo 0,47%.

² L'inventario delle emissioni dei gas climalteranti contiene la stima delle emissioni dei gas climalteranti (GHG -Green House Gases) a scala regionale. L'inventario è stato compilato secondo la metodologia "IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories" aggiornata al 2018. Si precisa che i dati co

Link: <https://dati.arpae.it/dataset/inventario-emissioni-aria-inemar/resource/b9e56c22-14ec-4df3-af0c-ff9017dcca98>

³ Descrizione del Settore IPCC Energy: esplorazione e sfruttamento di fonti energetiche primarie; conversione delle fonti energetiche primarie in forme energetiche più utilizzabili nelle raffinerie e nelle centrali elettriche; trasmissione e distribuzione di carburanti; utilizzo di combustibili nelle attività produttive, nei trasporti ed in sistemi destinati al riscaldamento

⁴ L'INventario Emissioni Aria (INEMAR) della Regione Emilia-Romagna è una serie organizzata di dati relativi alla quantità di inquinanti introdotti in atmosfera a seguito di attività antropiche e da sorgenti naturali. Per l'aggiornamento dell'inventario è stato impiegato il software INEMAR 7 (versione 7.0.10 maggio 2021) con i fattori di emissione aggiornati al 2023. Link: <https://www.arpae.it/it/temi-ambientali/aria/inventari-emissioni/inventario-inemar/inventario-emissioni-piu-recente>

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 2: Emissioni regionali e comunali e confronto con le emissioni evitate dall'impianto in progetto il primo anno di esercizio

Tipologia inquinante	Emissioni GHG 2018 e INEMAR 2021		Emissioni evitate dall'esercizio dell'impianto il primo anno (t)	Peso % rispetto val. regionale	Peso % rispetto val. comunale
	Regione Emilia-Romagna (t) ⁽¹⁾	Comune San Pietro in Casale (t)			
CO ₂	29.917.000	37.510	7.562,73	0,03%	20,16%
CH ₄	182.994	151,66	0,70 ⁽¹⁾	<0,001%	0,46%
N ₂ O	7.558,78	24,13	0,11 ⁽¹⁾	0,002%	0,47%
NO _x	57.989	91,33	5,62	0,010%	6,15%
CO	98.366	197,42	2,62	0,003%	1,33%
NH ₃	42.583	166,26	0,0088	<0,001%	0,01%
PM ₁₀	10.295	17,92	0,0683	<0,001%	0,38%

⁽¹⁾ Le emissioni di metano (CH₄) e protossido di azoto (N₂O), poiché espresse in "tonnellate di CO₂ equivalente" in Tabella 1, sono state convertite dividendo le emissioni di ciascun gas (espresse in ton CO₂ eq). per il proprio potenziale di riscaldamento – Global Warming Potential (GWP) – espresso in rapporto al potenziale di riscaldamento dell'anidride carbonica nell'arco di 100 anni. Al GWP sono stati attribuiti i seguenti valori: 27,9 per CH₄ e 273 per N₂O. Tali valori sono stati ricavati dal 6° Rapporto di valutazione dell'IPCC (AR6), in particolare dal Rapporto del primo gruppo di lavoro Climate Change 2021: The Physical Science Basis; Chapter 7: The Earth's Energy Budget, Climate Feedbacks, and Climate Sensitivity—Supplementary Material (Table 7.SM.7).

Link: https://www.ipcc.ch/report/ar6/wg1/downloads/report/IPCC_AR6_WGI_Chapter07_SM.pdf

La realizzazione dell'impianto agrivoltaico avanzato oggetto di valutazione, oltre a ridurre l'emissione in atmosfera di gas che contribuiscono ad aumentare il fenomeno dell'effetto serra, permette il risparmio di combustibile fossile. Per quantificare il risparmio derivante dall'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili viene utilizzato il fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria, espresso in TEP/MWh. Questo coefficiente indica le T.E.P. (Tonnellate Equivalenti di Petrolio) necessarie per la realizzazione di 1 MWh di energia, ovvero le T.E.P. risparmiate con l'adozione di tecnologie fotovoltaiche per la produzione di energia elettrica.

Il valore assunto da questo fattore è stato definito dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente (ARERA) nella Delibera EEN 3/08⁵ ed è stato fissato pari a 0,187 TEP/MWh (art.2 c.1). Considerando come base di calcolo la producibilità dell'impianto, in Tabella 3 sono riportate le quantità di combustibile risparmiato al primo anno di esercizio e durante l'intera vita utile dell'opera, pari a 40 anni.

⁵ Delibera 28 marzo 2008, EEN 3/08, "Aggiornamento del fattore di conversione dei KWh in tonnellate equivalenti di petrolio connesso al meccanismo dei titoli di efficienza energetica" pubblicata su GU n. 100 del 29/04/08 - SO n.107. Link: <https://www.arera.it/it/docs/08/003-08een.htm>

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

Tabella 3: Stima del combustibile risparmiato

	al primo anno	complessivamente in 40 anni
Producibilità dell'impianto (MWh)	28.229,68	1.053.554,70
Fattore di conversione dell'energia elettrica in energia primaria [TEP/MWh]	0,187	0,187
TEP risparmiate	5.279	211.158
BEP⁶ risparmiati	36.157	1.446.288

⁶ Un barile di petrolio equivalente (BEP) è un'unità di misura dell'energia che corrisponde all'energia approssimativa rilasciata dalla combustione di un barile di petrolio greggio. Un BEP è fissato convenzionalmente pari a 0,146 tonnellate equivalenti di petrolio (TEP). <https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/unita-di-misura/contenuto-di-energia-effettivo-ed-equivalenze-nominali>

01	05-02-2025	Prima Revisione
00	01-10-2024	Prima Emissione
Revisione	Data	Descrizione

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: San Pietro in Casale fisso

Variant: V0

Trackers single array, with backtracking

System power: 18.47 MWp

Cantone - Italy

Author

GSB Consulting Srl (Italy)



**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

Project summary**Geographical Site****Cantone**

Italy

Situation

Latitude 44.75 °N

Longitude 11.35 °E

Altitude 13 m

Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Cantone

PVGIS api TMY

System summary**Grid-Connected System****Trackers single array, with backtracking****PV Field Orientation****Orientation**

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings

Diffuse shading Automatic

System information**PV Array**

Nb. of modules

27984 units

Pnom total

18.47 MWp

Inverters

Nb. of units

88 units

Pnom total

17.60 MWac

Pnom ratio

1.049

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy	28229678 kWh/year	Specific production	1528 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	84.44 %
-----------------	-------------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

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

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Imported

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Trackers single array, with backtracking**Tracking algorithm**

Astronomic calculation

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 70 units

Single array

Sizes

Tracker Spacing 7.85 m

Collector width 4.78 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 60.9 %

Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 52.3 °

Backtracking pitch 7.85 m

Backtracking width 4.78 m

Near Shadings

Linear shadings

Diffuse shading Automatic

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics**PV module**

Manufacturer

Longi

Model

LR7-72HYD-660M

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

660 Wp

Number of PV modules

27984 units

Nominal (STC)

18.47 MWp

Array #1 - Campo 1

Number of PV modules

6984 units

Nominal (STC)

4609 kWp

Modules

291 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

4336 kWp

U mpp

1010 V

I mpp

4295 A

Array #2 - Campo 2

Number of PV modules

7032 units

Nominal (STC)

4641 kWp

Modules

293 Strings x 24 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

4366 kWp

U mpp

1010 V

I mpp

4324 A

Inverter

Manufacturer

Huawei Technologies

Model

SUN2000-215KTL-H0

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

200 kWac

Number of inverters

88 units

Total power

17600 kWac

Number of inverters

22 units

Total power

4400 kWac

Operating voltage

500-1500 V

Max. power (=>33°C)

215 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.05

Power sharing within this inverter

Number of inverters

22 units

Total power

4400 kWac

Operating voltage

500-1500 V

Max. power (=>33°C)

215 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.05

Power sharing within this inverter

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

PV Array Characteristics**Array #3 - Campo 3**

Number of PV modules	7008 units	Number of inverters	22 units
Nominal (STC)	4625 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	292 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	4351 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1010 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.05
I mpp	4309 A	Power sharing within this inverter	

Array #4 - Campo 4

Number of PV modules	6960 units	Number of inverters	22 units
Nominal (STC)	4594 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	290 Strings x 24 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	500-1500 V
Pmpp	4321 kWp	Max. power (=>33°C)	215 kWac
U mpp	1010 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.04
I mpp	4280 A	Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	18469 kWp	Total inverter power	
Total	27984 modules	Total power	17600 kWac
Module area	75590 m ²	Max. power	18920 kWac
		Number of inverters	88 units
		Pnom ratio	1.05

Array losses**Array Soiling Losses**

Loss Fraction 2.0 %

Thermal Loss factor

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

DC wiring losses

Global array res. 3.8 mΩ
Global wiring resistance 0.95 mΩ
Loss Fraction 1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction 0.2 %

Module Quality Loss

Loss Fraction -0.8 %

Module mismatch losses

Loss Fraction 2.0 % at MPP

Strings Mismatch loss

Loss Fraction 0.2 %

IAM loss factor

Incidence effect (IAM): Fresnel smooth glass, n = 1.526

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	0.998	0.981	0.948	0.862	0.776	0.636	0.403	0.000

System losses**Auxiliaries loss**

Proportionnal to Power 3.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

AC wiring losses**Inv. output line up to MV transfo**

Inverter voltage 800 Vac tri
Loss Fraction 0.70 % at STC

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Wire section (22 Inv.) Alu 22 x 3 x 300 mm²
Average wires length 255 m

Inverter: SUN2000-215KTL-H0

Wire section (66 Inv.) Alu 66 x 3 x 400 mm²
Average wires length 255 m

MV line up to Injection

MV Voltage 15 kV
Average each inverter
Wires Alu 3 x 240 mm²
Length 5500 m
Loss Fraction 0.73 % at STC

AC losses in transformers**MV transfo**

Medium voltage 15 kV

One transfo parameters

Nominal power at STC 2.27 MVA
Iron Loss (24/24 Connexion) 2.27 kVA
Iron loss fraction 0.10 % at STC
Copper loss 22.67 kVA
Copper loss fraction 1.00 % at STC
Coils equivalent resistance 3 x 2.82 mΩ

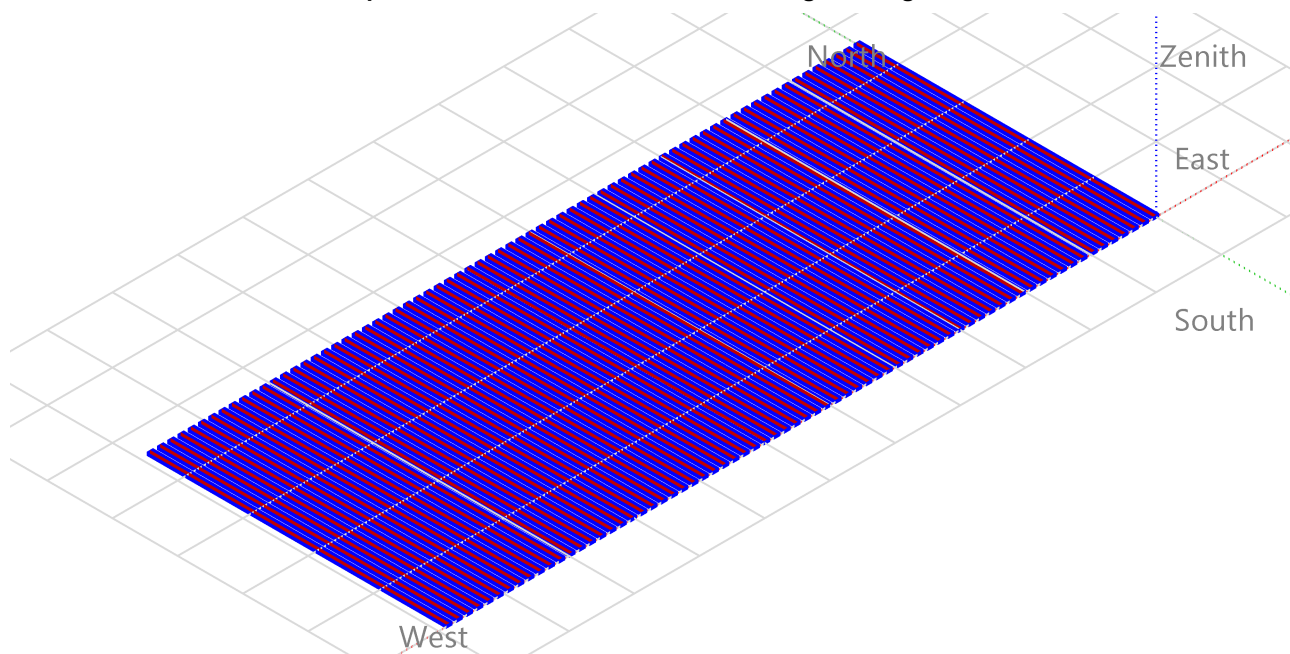
Operating losses at STC (full system)

Nb. identical MV transfos 8
Nominal power at STC 18.14 MVA
Iron loss (24/24 Connexion) 18.14 kVA
Copper loss 181.37 kVA



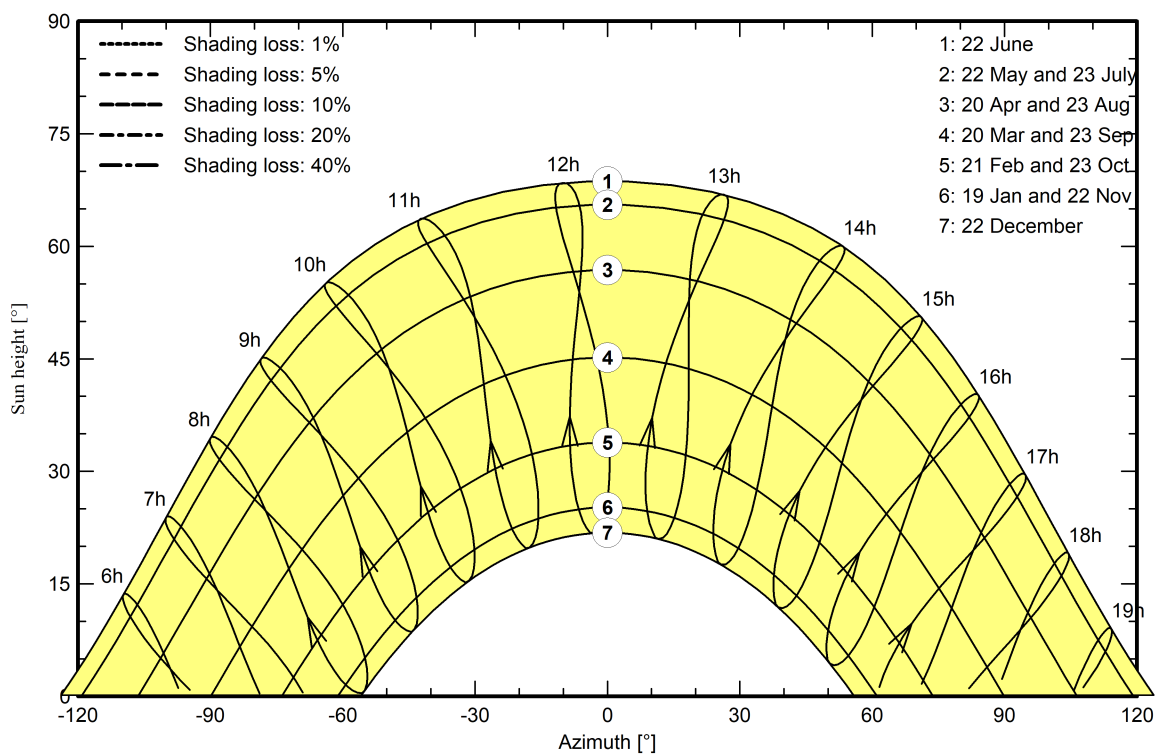
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

28229678 kWh/year

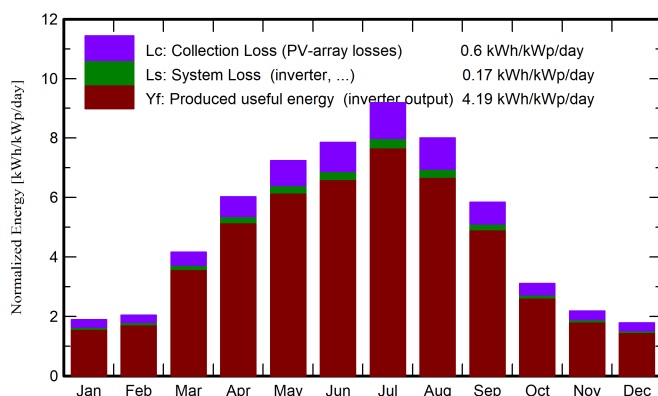
Specific production

1528 kWh/kWp/year

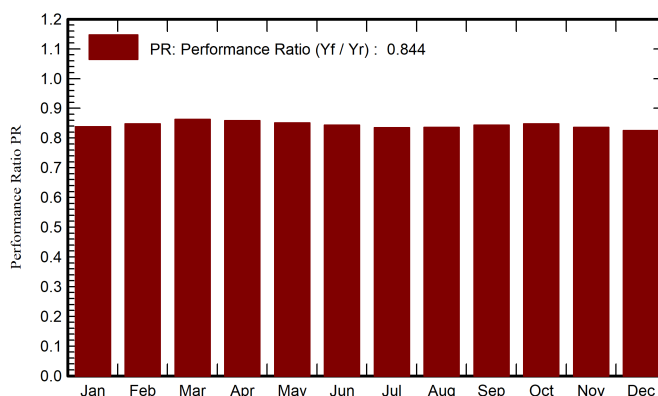
Perf. Ratio PR

84.44 %

Normalized productions (per installed kWp)



Performance Ratio PR



Balances and main results

	GlobHor	DiffHor	T_Amb	GlobInc	GlobEff	EArray	E_Grid	PR
	kWh/m ²	kWh/m ²	°C	kWh/m ²	kWh/m ²	kWh	kWh	ratio
January	47.9	24.04	2.67	58.4	51.7	941657	904796	0.838
February	48.9	27.91	4.83	57.0	51.7	930850	892945	0.848
March	106.3	47.07	9.44	129.0	120.0	2136760	2057084	0.863
April	151.3	65.45	14.31	180.6	169.7	2975851	2863063	0.858
May	188.7	78.72	19.07	224.5	212.2	3669717	3528687	0.851
June	194.4	77.61	22.08	235.6	222.6	3815728	3668086	0.843
July	230.1	67.98	26.66	284.9	271.0	4575765	4394706	0.835
August	198.3	60.34	27.58	248.0	235.7	3984936	3831460	0.836
September	141.0	47.87	23.37	175.2	164.9	2836079	2730599	0.844
October	79.8	37.92	14.68	96.2	88.4	1564109	1506302	0.848
November	54.1	26.71	9.73	65.5	58.7	1051991	1012016	0.836
December	44.7	20.90	4.79	55.1	48.3	875129	839934	0.825
Year	1485.7	582.53	14.99	1810.1	1694.7	29358573	28229678	0.844

Legends

GlobHor Global horizontal irradiation

DiffHor Horizontal diffuse irradiation

T_Amb Ambient Temperature

GlobInc Global incident in coll. plane

GlobEff Effective Global, corr. for IAM and shadings

EArray Effective energy at the output of the array

E_Grid Energy injected into grid

PR Performance Ratio

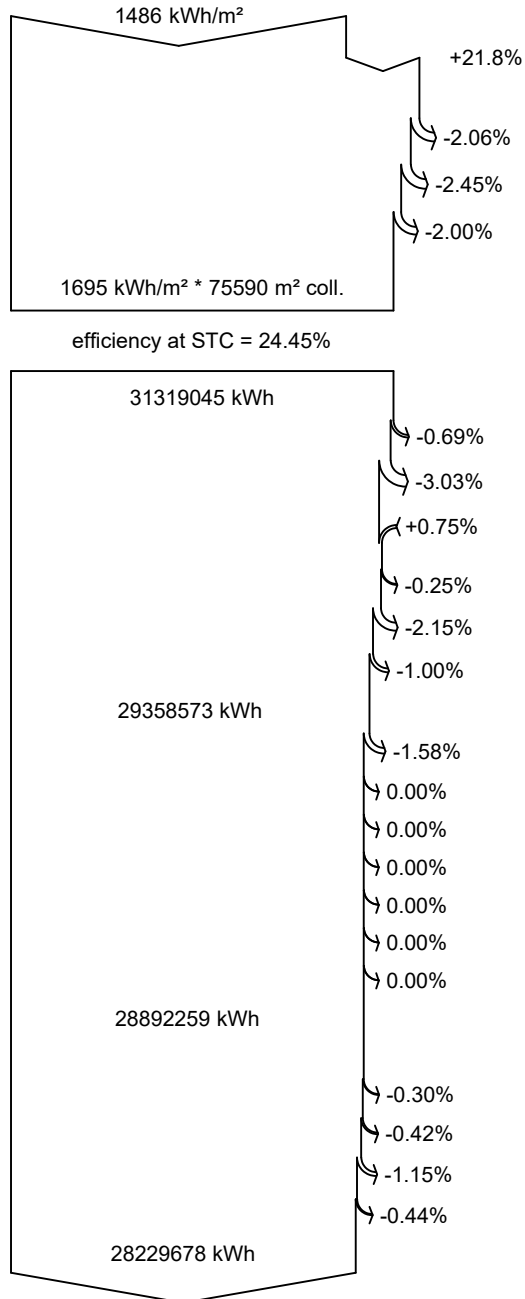


PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

Soiling loss factor

Effective irradiation on collectors

PV conversion

Array nominal energy (at STC effic.)

PV loss due to irradiance level

PV loss due to temperature

Module quality loss

LID - Light induced degradation

Mismatch loss, modules and strings

Ohmic wiring loss

Array virtual energy at MPP

Inverter Loss during operation (efficiency)

Inverter Loss over nominal inv. power

Inverter Loss due to max. input current

Inverter Loss over nominal inv. voltage

Inverter Loss due to power threshold

Inverter Loss due to voltage threshold

Night consumption

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

AC ohmic loss

Medium voltage transfo loss

MV line ohmic loss

Energy injected into grid



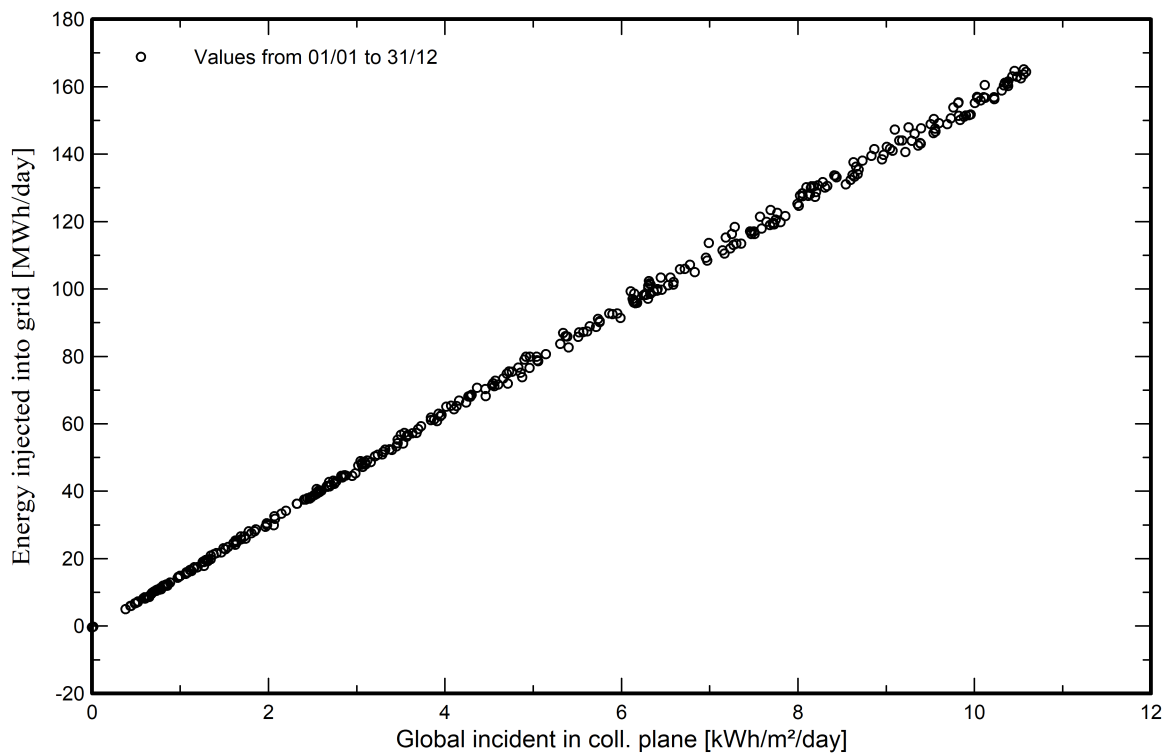
PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
24/10/24 17:14
with v7.3.4

GSB Consulting Srl (Italy)

Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

