



Impianto di produzione di energia elettrica da fonte solare con relative opere connesse denominato “Ardella” da ubicarsi in Comune di Polesine-Zibello (PR)


RELAZIONE ENERGETICA

Firmato digitalmente da:
BIZZARRI GIACOMO
Data: 10/05/2024 13:00:45



09/05/2024	00	Emissione finale	L. Ferrari	L. Ferrari	G. Bizzarri
Data	Rev.	Descrizione Emissione	Preparato	Verificato	Approvato
Logo Committente e Denominazione Commerciale			ID Documento Committente		
			CoD081_FV_BGR_00041_ RELAZIONE ENERGETICA		
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale			ID Documento Appaltatore		
Futuro Solare 1 S.r.L.					

File name: CoD081_FV_BGR_00041_Relazione energetica

	ID Documento Committente CoD081_FV_BGR_00041	Pagina 2 / 8
		Numero Revisione
		00

Sommario

1	Radiazione solare	4
2	Analisi energetica.....	6
	ALLEGATO: report simulazione PVsyst	8




ID Documento Committente
CoD081_FV_BGR_00041

Pagina
3 / 8

Numero
Revisione

00

	ID Documento Committente CoD081_FV_BGR_00041	Pagina 4 / 8
		Numero Revisione
		00

1 Radiazione solare

La radiazione solare globale orizzontale incidente su un modulo esposto alla latitudine del sito in oggetto è determinata, come da normativa UNI 10349 e UNI 8477 e dai database dei principali enti di settore.

Altre fonti di dati sono disponibili da letteratura e sono state utilizzate in questa sede. Tra le principali quelle fornite da ENEA e da PVGIS.

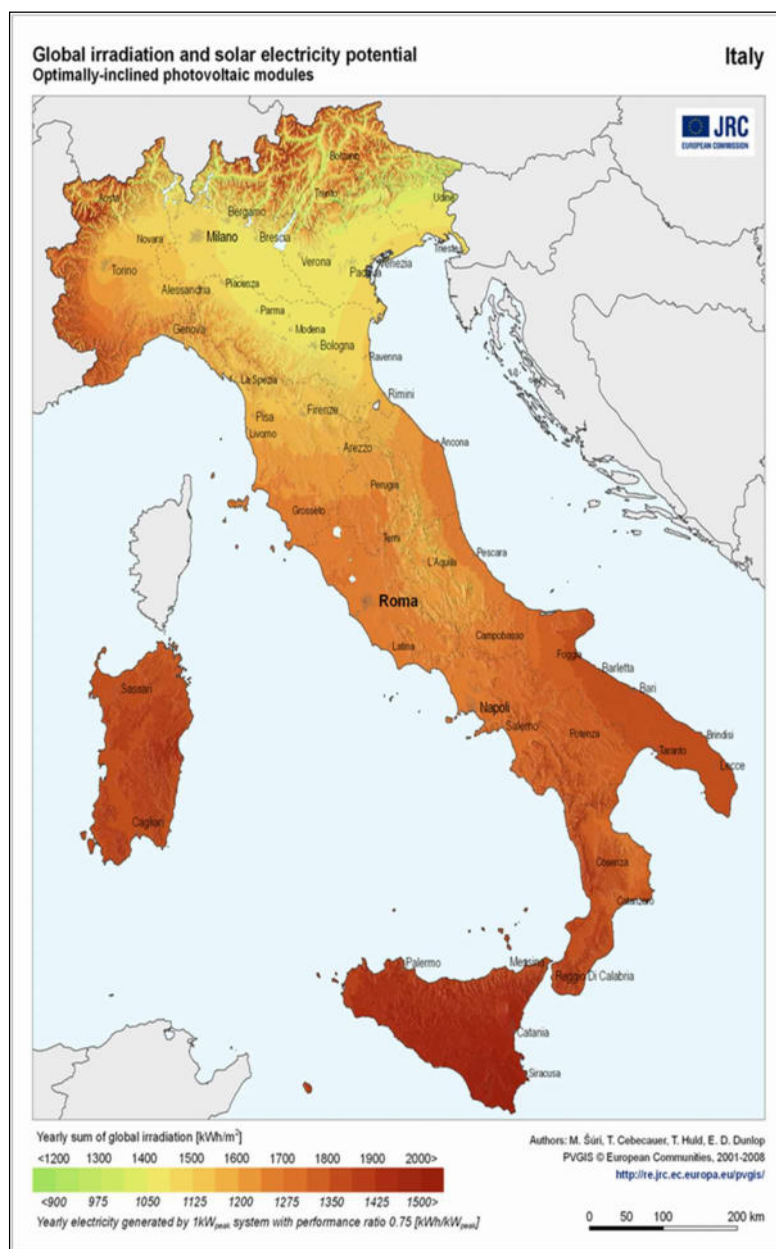



Figura 1: Irraggiamento annuo per una superficie inclinata secondo la migliore inclinazione nei diversi siti italiani, dati irraggiamento: JRC - Commissione Europea - Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) Sito internet <http://re.jrc.ec.europa.eu>

	ID Documento Committente CoD081_FV_BGR_00041	Pagina 6 / 8
		Numero Revisione
		00

2 Analisi energetica

Nella valutazione della potenzialità energetica dell'area si è fatto riferimento ad un tool di calcolo disponibile sul mercato, ovvero il software PVsyst V7.3.4.

Nota la risorsa disponibile sul sito dai dati statistici e stabilita la tipologia e la modalità di installazione dei moduli fotovoltaici, che in questo caso specifico consiste in una configurazione basata sull'inseguimento monoassiale, si può infatti procedere al calcolo dell'energia elettrica prodotta.

Sarebbe stato altresì possibile prevedere un'ulteriore soluzione a tracking totale, realizzando un impianto a tilt e azimuth variabili. Questi sistemi sono particolarmente desiderabili essendo forieri di notevoli incrementi di produzione su base annua. Presentano tuttavia numerosi inconvenienti, oltre ad un costo sensibilmente superiore rispetto alle soluzioni a configurazione ad inseguimento monoassiale. Essi, infatti, occupano uno spazio superiore a parità di potenza installata e, in virtù della movimentazione meccanica che aziona le strutture consentendo l'inseguimento, necessitano di fondazioni profonde e implicano la definizione di un accurato programma di manutenzione. Il meccanismo di inseguimento rischia poi di portare a diseconomie difficilmente sostenibili nel momento in cui dovessero manifestarsi guasti nell'ultima fase di vita dell'impianto. Per tutti questi motivi si è ritenuto che la soluzione con inseguitori monoassiali fosse la più idonea per il sito in questione.

I calcoli sono stati effettuati con riferimento all'impianto fotovoltaico, oggetto della proposta, avente potenza di picco installata pari a 19.070,1 kW_p e composto da 1009 stringhe elettriche da 27 moduli ciascuna.

Il numero di moduli installati, al fine di ottenere una potenza di picco sopracitata, è di 27243. Il pannello ipotizzato preliminarmente per tutto l'impianto fotovoltaico è in silicio monocristallino avente potenza 700 W_p, con rendimento nominale pari a 22,5 % sotto Standard Test Conditions (STC).

Gli inverter installati sono caratterizzati da una potenza nominale in uscita di 300 kW (massima potenza apparente in uscita 330 kVA), con un rendimento del 99,0%.

Considerando i contributi di radiazione orizzontale, quella diffusa e una serie di perdite così come specificato nel report dei calcoli su PVsyst, all'anno zero ci si può attendere una produzione fotovoltaica, ovvero energia in corrente continua in ingresso all'inverter, di 32.442.476 kWh/anno (*Array virtual energy at MPP*).

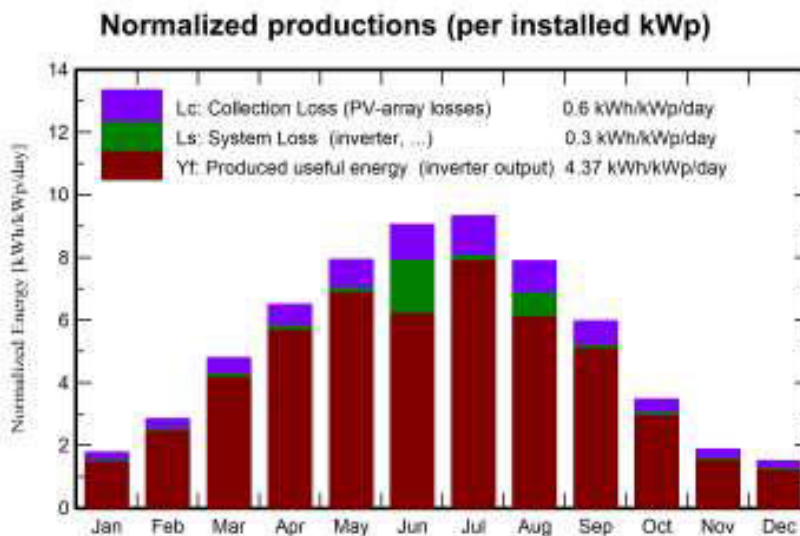
Considerando poi il contributo delle perdite date dalla conversione di energia dell'inverter in corrente alternata, con i dati a disposizione, l'energia prodotta risulta essere di 30.384.712 kWh/anno.


I valori determinati sembrano confermare la discreta vocazione del sito in esame a ospitare impianti fotovoltaici.

System Production

Produced Energy

30384712 kWh/year



	ID Documento Committente CoD081_FV_BGR_00041	Pagina 8 / 8
		Numero Revisione
		00

ALLEGATO: report simulazione PVsyst

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: FV174 ARDELLA

Variant: Nuova variante di simulazione

Tracking system with backtracking

System power: 19.07 MWp

Ardella - Italia

Author

Becquerel electric spa (Italy)



Project: FV174 ARDELLA

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
09/05/24 12:40
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

Project summary

Geographical Site

Ardella
Italia

Situation

Latitude 45.01 °N
Longitude 10.08 °E
Altitude 29 m
Time zone UTC+1

Project settings

Albedo 0.20

Meteo data

Ardella
PVGIS-SARAH2 averages 01/01/05 to 31/12/20 - Sintetico

System summary

Grid-Connected System

PV Field Orientation

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

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm
Astronomic calculation
Backtracking activated

Near Shadings

Linear shadings
Diffuse shading Automatic

System information

PV Array

Nb. of modules 27243 units
Pnom total 19.07 MWp

Inverters

Nb. of units 60 units
Pnom total 18.00 MWac
Pnom ratio 1.059

User's needs

Unlimited load (grid)

Results summary

Produced Energy 30384712 kWh/year Specific production 1593 kWh/kWp/year Perf. Ratio PR 83.00 %

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Main results	5
Loss diagram	6
Predef. graphs	7



PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
09/05/24 12:40
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

General parameters

Grid-Connected System

PV Field Orientation

Orientation

Tracking plane, horizontal N-S axis

Axis azimuth 0 °

Models used

Transposition Perez

Diffuse Perez, Meteonorm

Circumsolar separate

Horizon

Free Horizon

Tracking system with backtracking

Tracking algorithm

Astronomic calculation

Backtracking activated

Backtracking array

Nb. of trackers 427 units

Sizes

Tracker Spacing 5.00 m

Collector width 2.38 m

Ground Cov. Ratio (GCR) 47.7 %

Phi min / max. -/+ 55.0 °

Backtracking strategy

Phi limits for BT -/+ 61.3 °

Backtracking pitch 5.00 m

Backtracking width 2.38 m

User's needs

Unlimited load (grid)

PV Array Characteristics

PV module

Manufacturer

CSI Solar

Model

CS7N-700W

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

700 Wp

Number of PV modules

27243 units

Nominal (STC)

19.07 MWp

Array #1 - Impianto 1

Number of PV modules

9072 units

Nominal (STC)

6350 kWp

Modules

336 Strings x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

5939 kWp

U mpp

1000 V

I mpp

5939 A

Array #2 - Impianto 2

Number of PV modules

9072 units

Nominal (STC)

6350 kWp

Modules

336 Strings x 27 In series

At operating cond. (50°C)

Pmpp

5939 kWp

U mpp

1000 V

I mpp

5939 A

Inverter

Manufacturer

HUAWEI

Model

SUN2000-330KTL-H1

(Custom parameters definition)

Unit Nom. Power

300 kWac

Number of inverters

60 units

Total power

18000 kWac

Number of inverters

20 units

Total power

6000 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=>30°C)

330 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

Power sharing within this inverter

Number of inverters

20 units

Total power

6000 kWac

Operating voltage

550-1500 V

Max. power (=>30°C)

330 kWac

Pnom ratio (DC:AC)

1.06

Power sharing within this inverter

**PVsyst V7.3.4**

VC0, Simulation date:
09/05/24 12:40
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

PV Array Characteristics**Array #3 - Impianto 3**

Number of PV modules	9099 units	Number of inverters	20 units
Nominal (STC)	6369 kWp	Total power	6000 kWac
Modules	337 Strings x 27 In series		
At operating cond. (50°C)		Operating voltage	550-1500 V
Pmpp	5957 kWp	Max. power (=>30°C)	330 kWac
U mpp	1000 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.06
I mpp	5957 A	Power sharing within this inverter	

Total PV power

Nominal (STC)	19070 kWp
Total	27243 modules
Module area	84626 m ²

Total inverter power

Total power	18000 kWac
Max. power	19800 kWac
Number of inverters	60 units
Pnom ratio	1.06

Array losses**Thermal Loss factor**

Module temperature according to irradiance	
Uc (const)	29.0 W/m ² K
Uv (wind)	0.0 W/m ² K/m/s

DC wiring losses

Global array res.	2.7 mΩ
Global wiring resistance	0.91 mΩ
Loss Fraction	1.5 % at STC

LID - Light Induced Degradation

Loss Fraction	2.0 %
---------------	-------

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**Unavailability of the system**

Time fraction	2.0 %
	7.3 days,
	3 periods

Auxiliaries loss

Proportionnal to Power	10.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	



Project: FV174 ARDELLA

Variant: Nuova variante di simulazione

PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
09/05/24 12:40
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

Main results

System Production

Produced Energy

30384712 kWh/year

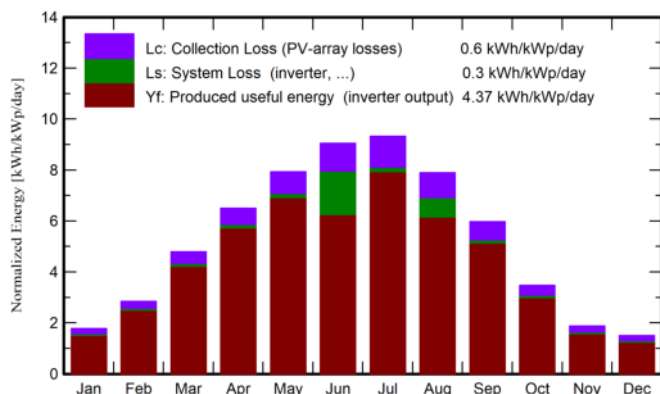
Specific production

1593 kWh/kWp/year

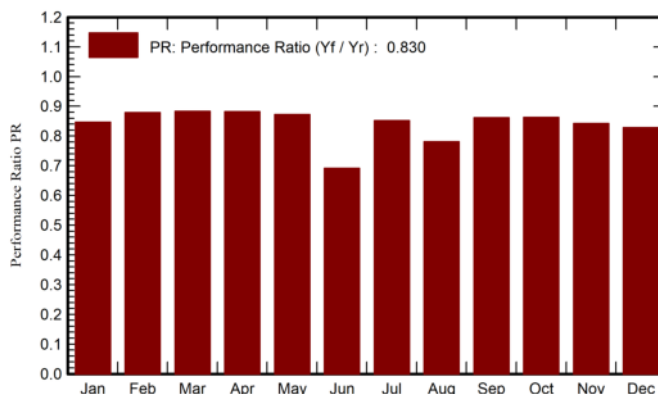
Perf. Ratio PR

83.00 %

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	43.4	22.35	3.05	55.2	50.3	931064	892372	0.847
February	61.6	29.24	4.74	79.7	74.9	1379377	1335848	0.879
March	114.5	46.57	8.85	148.4	141.8	2566813	2501118	0.884
April	149.9	58.23	13.50	194.9	187.8	3357837	3278352	0.882
May	188.9	71.17	17.52	246.0	237.9	4188190	4091421	0.872
June	208.9	73.14	22.17	271.6	263.0	4556715	3583837	0.692
July	221.7	68.90	25.06	289.0	280.4	4803609	4695831	0.852
August	186.0	61.92	24.26	244.8	237.1	4097513	3644766	0.781
September	136.0	50.61	19.70	179.1	172.0	3017627	2944693	0.862
October	83.8	38.05	14.30	107.7	101.7	1827336	1773765	0.863
November	44.5	24.19	8.75	56.3	51.7	942733	904439	0.843
December	36.4	19.79	3.63	46.7	41.9	773663	738269	0.829
Year	1475.4	564.14	13.84	1919.6	1840.4	32442476	30384712	0.830

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

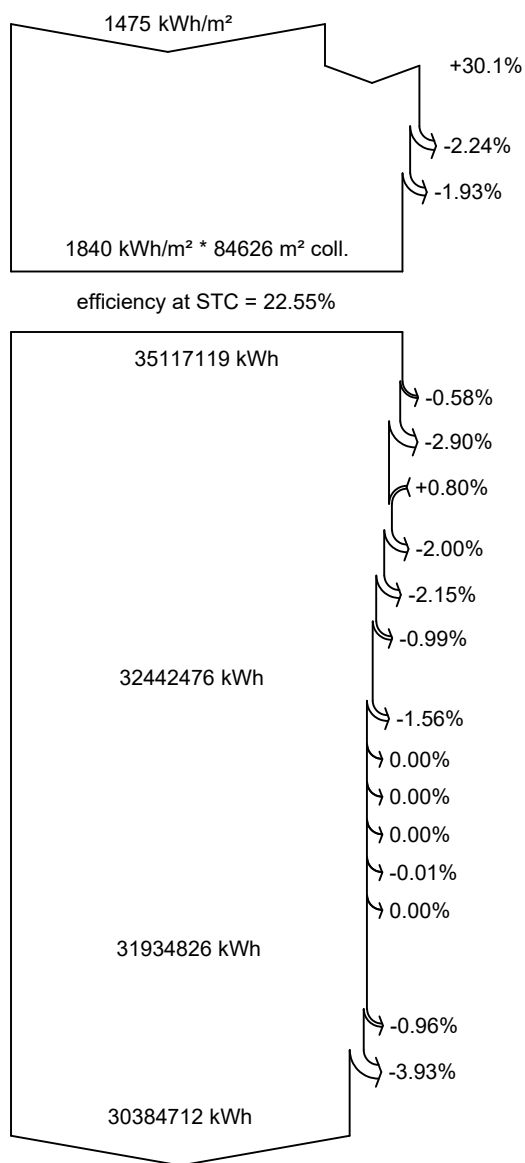


PVsyst V7.3.4

VC0, Simulation date:
09/05/24 12:40
with v7.3.4

Becquerel electric spa (Italy)

Loss diagram



Global horizontal irradiation

Global incident in coll. plane

Near Shadings: irradiance loss

IAM factor on global

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

Available Energy at Inverter Output

Auxiliaries (fans, other)

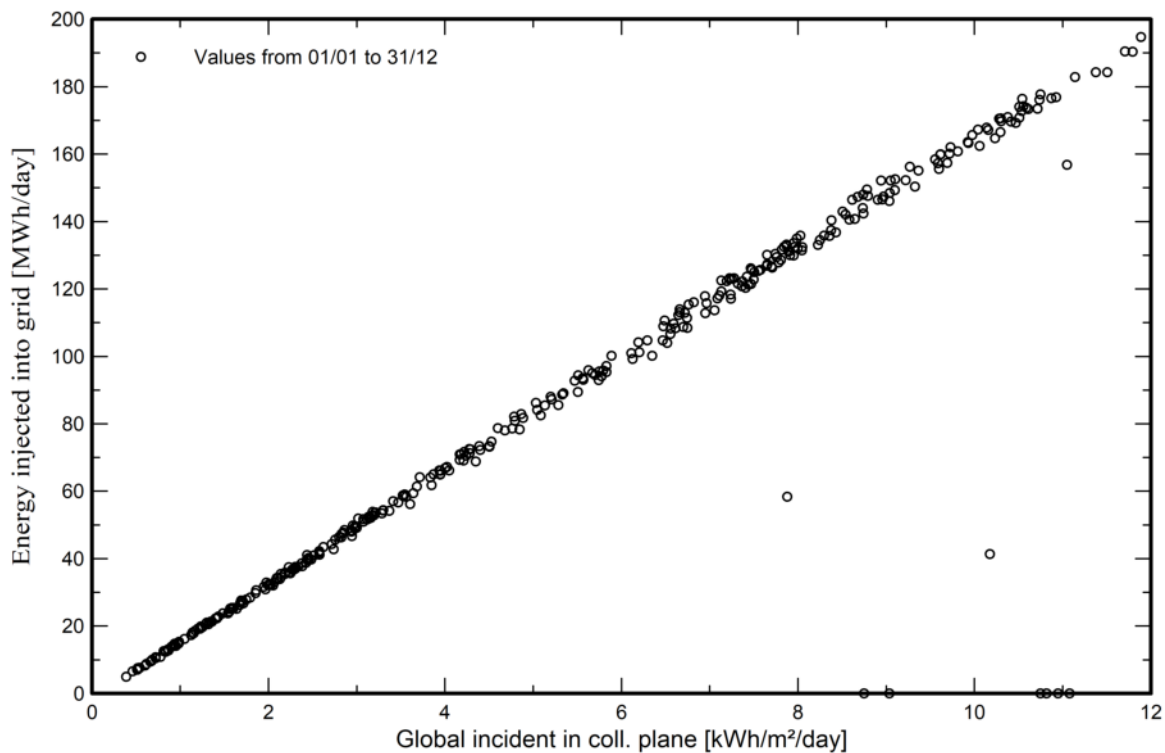
System unavailability

Energy injected into grid



Predef. graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema

