	BRIN FV00BERG0027	Pagina 1 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00

PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO BRINDISI AREE ESTERNE (BR)


Fotovoltaico - Brindisi (BR)
Calcolo di producibilità impianto

CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO

CD-FE	00	11/11/2022	Emissione	M. Papapicco	D. Pomponio	V. Crispu	A.Luce
Stato di Validità	Numero Revisione	Data	Descrizione	BFP Preparato	BFP Verificato	Eni Plenitude S.p.A. Verificato	Eni Plenitude S.p.A. Approvato
Indice Revisione							
Logo Committente e Denominazione Commerciale  Eni New Energy S.p.A.				Nome progetto PROGETTO IMPIANTO FOTOVOLTAICO BRINDISI AREE ESTERNE		ID Documento Committente BRIN FV00BERG0027 Commessa N.	
Logo Appaltatore e Denominazione Commerciale 						ID Documento Appaltatore --	
Nome d'Impianto e Oggetto BRINDISI (BR) Fotovoltaico – Brindisi Aree Esterne						Scala n.a.	Numero di Pagine 1 / 18
Titolo Documento CALCOLO DI PRODUCIBILITA' IMPIANTO							


Software: Microsoft Word

File Name: Relazione tecnico descrittiva rilievo topografico

	BRINFV00BERG0027	Pagina 2 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00

SOMMARIO

1	PREMESSA	3
2	CALCOLO DI PRODUCIBILITA'	6

	BRIN FV00BERG0027	Pagina 3 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00

1 PREMESSA

La presente relazione ha lo scopo di valutare la producibilità elettrica dell'impianto di produzione di energia da fonte fotovoltaica della potenza di 24,548 MWp, in agro del Comune di Brindisi (BR), definita mediante l'utilizzo del software PVsyst (versione 7.2.21), implementato dall'Università di Ginevra.

Si fa presente che nella simulazione non è stato considerato l'apporto del sistema di accumulo.

Si riportano di seguito i dati meteo forniti dal Cliente la cui fonte è Solargis s.r.o.:


Direct normal irradiation: monthly and yearly sums **DNI**

	Jan	Feb	Mar	Apr	May	Jun	Jul	Aug	Sep	Oct	Nov	Dec	Year	
1994	63	62	168	104	196	194	213	223	158	101	95	80	1658	1994
1995	72	116	113	151	175	197	211	153	106	118	64	42	1518	1995
1996	59	71	73	121	160	210	225	185	105	76	67	48	1400	1996
1997	80	132	177	158	237	184	239	210	161	112	36	57	1781	1997
1998	76	128	156	142	144	215	259	186	143	95	47	69	1659	1998
1999	83	93	130	130	171	190	230	196	138	122	57	54	1594	1999
2000	98	81	137	115	174	236	244	198	142	93	90	73	1679	2000
2001	73	104	110	120	165	242	230	201	168	114	82	62	1673	2001
2002	96	91	99	126	178	196	168	164	93	103	59	39	1412	2002
2003	77	90	158	145	198	220	245	192	167	84	62	73	1711	2003
2004	76	80	99	113	184	195	238	227	150	117	63	56	1598	2004
2005	88	84	125	165	194	202	234	179	94	79	75	70	1590	2005
2006	96	75	103	126	209	171	214	196	151	121	127	85	1673	2006
2007	122	96	116	178	181	189	263	209	180	89	78	83	1782	2007
2008	101	116	138	118	196	203	232	242	110	121	83	85	1745	2008
2009	47	74	125	95	207	213	263	205	123	111	76	51	1590	2009
2010	50	71	123	154	152	197	228	238	139	99	64	78	1592	2010
2011	80	99	120	171	177	224	222	229	155	134	87	97	1794	2011
2012	105	65	159	134	202	265	238	236	157	122	81	86	1849	2012
2013	88	80	114	177	174	226	242	201	164	119	81	100	1765	2013
2014	69	75	157	110	154	209	218	224	137	118	74	95	1641	2014
2015	100	93	118	164	184	214	252	191	146	97	90	101	1751	2015
2016	95	73	93	153	170	190	254	223	129	117	89	122	1708	2016
2017	62	105	182	151	203	238	252	228	153	149	90	98	1910	2017
2018	100	71	101	158	175	190	245	175	186	107	76	81	1665	2018
2019	88	120	161	129	151	223	230	216	141	138	91	80	1770	2019
2020	123	147	130	154	--	--	--	--	--	--	--	--	--	2020
LTA	82	90	129	139	181	209	234	205	142	110	76	75	1673	

Unit: kWh/m² Long-term statistics is calculated from complete years Yearly STDEV: 120 kWh/m²

Si riportano di seguito i parametri tecnici che sono stati inputati per finalizzare il calcolo di producibilità:

- potenza DC installata: 24,548 kWp;

	BRINFV00BERG0027	Pagina 4 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00


- potenza AC ai fini della connessione: 23,760 kWac;
- fattore di potenza: $\cos(\phi)=0,90$
- configurazione del tracker: 2Vx14;
- pitch: 8,50 m;
- modulo FV: 550 Wp, bifacciale (Fornitore: Longi Solar, modello: LR5-72HBD-550M; si precisa che il relativo file .pan utile al fine della simulazione di producibilità in ambiente software è stato fornito dal Cliente);
- numero di moduli: 44632
- numero di stringhe: 1594 x 28 moduli in serie
- power skid: 4400 kWac x 6 unità per una potenza complessiva pari a 26400 kWac (Fornitore: SMA, modello: MV POWER STATION 4400-S2; si precisa che il relativo file .OND utile al fine della simulazione di producibilità in ambiente software è stato fornito dal Cliente);
- albedo: sono stati considerati i valori mensili di albedo riportati nel SOLARGIS PROSPECT fornito dal Cliente.

Inoltre, con lo scopo di computare le perdite di energia prodotte dai diversi fattori che il software PVSyST è in grado di rilevare sono stati considerati i seguenti valori:

- fattore di perdita termica: $U_c: 29.0 \text{ W/m}^2\text{K}$
- fattore di perdita sui cablaggi in bassa tensione in corrente continua: 1,50%
- fattore di perdita sui cablaggi in bassa tensione in corrente alternata: 0,60%
- fattore di perdita dovuto a LID (Light Induced Degradation): 1,50%
- fattore di perdita dovuto allo sporco sulla superficie del modulo: 1,00%
- fattore di perdita dovuto ai servizi ausiliari: 5,00 W/kW (proporzionale alla potenza)

Per quanto concerne il fattore di perdita relativo all'indisponibilità, secondo indicazioni fornite dal Cliente, viene stimato come segue:

- fattore di indisponibilità d'impianto: 2%
- fattore di indisponibilità della rete: 0,5%

	BRIN FV00BERG0027	Pagina 5 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00

Al fine di verificare la compatibilità tra stringa e inverter, per poter utilizzare una stringa costituita da 28 moduli, è stato necessario calcolare la massima tensione a vuoto V_{oc} e la massima tensione V_{mpp} del generatore fotovoltaico ad una temperatura di 0°C , temperatura minima considerata attendibile per il sito in oggetto.

Si faccia presente che, essendo la tensione di esercizio pari a 36 kV, si deve considerare il sistema, riportato come in media tensione per impostazione del software, in alta tensione.


La valutazione delle perdite percentuali relative ai cavidotti AT di ciascun sottocampo sino alla MTR è stata effettuata in accordo al documento allegato.

Al fine di computare la frazione di perdita relativa al cavidotto esterno che dalla MTR conduce fino al punto di connessione, è stato dimensionato un trasformatore fittizio di alta tensione (che in questa logica coincide con la MTR) che riporta delle perdite all'interno dello stesso praticamente nulle.

Questa soluzione progettuale, benchè non perfettamente coincidente con quanto progettato, è stata considerata la più performante nell'ottica di effettuare una valutazione quanto più rigorosa possibile della frazione di perdita ohmica tenendo conto della particolare configurazione derivante dal livello di tensione a 36 kV (che non prevede la cabina di consegna come nei classici impianti con connessione in MT o la sottostazione di trasformazione AT/MT per le classiche connessioni su stalli in aria in stazioni terna) che il programma non permette di implementare in maniera adeguata.

I risultati principali della simulazione di producibilità sono riportati di seguito:

- energia prodotta: **42125 MWh/anno**
- PR: **86,03%**
- producibilità specifica: **1716 kWh/kWc/anno**

	BRIN FV00BERG0027	Pagina 6 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00

2 CALCOLO DI PRODUCIBILITA'



Version 7.2.21

PVsyst - Simulation report

Grid-Connected System

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

Tracking system with backtracking

System power: 24.55 MWp

Str. per Pandi - Italia

Author
STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)



PVsyst V7.2.21
 VC4, Simulation date:
 11/11/22 12:17
 with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

Project summary

Geographical Site		Situation		Meteo data								
Str. per Pandi		Latitude	40.62 °N	Str. per Pandi								
Italia		Longitude	18.00 °E	SolarGISv2.2.6 - TMY								
		Altitude	4 m									
		Time zone	UTC+1									
Monthly albedo values												
	Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.
Albedo	0.14	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.15	0.16	0.15

System summary

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking		Near Shadings	
Simulation for year no 1				Linear shadings	
PV Field Orientation		Tracking algorithm			
Orientation		Astronomic calculation			
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated			
Avg axis tilt		-0.3 °			
Avg axis azim.		0.0 °			
System information		Inverters			
PV Array					
Nb. of modules	44632 units	Nb. of units	6 units		
Pnom total	24.55 MWp	Pnom total	26.40 MWac		
		Pnom ratio	0.930		
User's needs					
Unlimited load (grid)					

Results summary

Produced Energy	42125 MWh/year	Specific production	1716 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR	86.03 %
-----------------	----------------	---------------------	-------------------	----------------	---------

Table of contents

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Special graphs	10
P50 - P90 evaluation	11



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità


STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

General parameters

Grid-Connected System		Tracking system with backtracking										
PV Field Orientation		Tracking algorithm										
Orientation		Astronomic calculation										
Tracking plane, tilted axis		Backtracking activated										
Avg axis tilt	-0.3 °											
Avg axis azim.	0.0 °											
		Backtracking array										
		Nb. of trackers 1594 units										
		Sizes										
		Tracker Spacing 8.50 m										
		Collector width 4.96 m										
		Ground Cov. Ratio (GCR) 58.3 %										
		Phi min / max. +/- 55.0 °										
		Backtracking strategy										
		Phi limits +/- 79.9 °										
		Backtracking pitch 8.50 m										
		Backtracking width 4.96 m										
Models used		Near Shadings										
Transposition Perez		Linear shadings										
Diffuse Imported												
Circumsolar separate												
Horizon		User's needs										
Free Horizon		Unlimited load (grid)										
Bifacial system												
Model		2D Calculation										
		unlimited trackers										
Bifacial model geometry		Bifacial model definitions										
Tracker Spacing	8.50 m	Ground albedo average	0.16									
Tracker width	4.96 m	Bifaciality factor	70 %									
GCR	58.3 %	Rear shading factor	5.0 %									
Axis height above ground	2.50 m	Rear mismatch loss	10.0 %									
		Shed transparent fraction	0.0 %									
Monthly ground albedo values												
Jan.	Feb.	Mar.	Apr.	May	June	July	Aug.	Sep.	Oct.	Nov.	Dec.	Year
0.14	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.16	0.15	0.16	0.15	0.16

PV Array Characteristics

PV module		Inverter	
Manufacturer	Longi Solar	Manufacturer	SMA
Model	LR5-72HBD-550M V02	Model	Sunny Central 4400 UP_1.3
(Custom parameters definition)		(Custom parameters definition)	
Unit Nom. Power	550 Wp	Unit Nom. Power	4400 kWac
Number of PV modules	44632 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	24.55 MWp	Total power	26400 kWac
Array #1 - PCU1.1			
Number of PV modules	7448 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4096 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	266 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3753 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Phom ratio (DC:AC)	0.93
I mpp	3546 A		

	BRINJV00BERG0027	Pagina 9 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

PV Array Characteristics

Array #2 - PCU1.2			
Number of PV modules	7420 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4081 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	265 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3739 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.93
I mpp	3532 A		
Array #3 - PCU1.3			
Number of PV modules	7420 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4081 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	265 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	3739 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.93
I mpp	3532 A		
Array #4 - PCU2.1			
Number of PV modules	8204 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4512 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	293 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4134 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	3906 A		
Array #5 - PCU2.2			
Number of PV modules	8232 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	4528 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	294 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	4148 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	3919 A		
Array #6 - PCU3			
Number of PV modules	5908 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	3249 kWp	Total power	4400 kWac
Modules	211 Strings x 28 In series		
At operating cond. (50°C)			
Pmpp	2977 kWp	Operating voltage	962-1325 V
U mpp	1059 V	Pnom ratio (DC:AC)	0.74
I mpp	2813 A		
Total PV power		Total inverter power	
Nominal (STC)	24548 kWp	Total power	26400 kWac
Total	44632 modules	Number of inverters	6 units
Module area	115296 m ²	Pnom ratio	0.93
Cell area	106110 m ²		



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

Array losses


Array Soiling Losses		Thermal Loss factor		LID - Light Induced Degradation				
Loss Fraction	1.0 %	Module temperature according to irradiance		Loss Fraction	1.5 %			
		Uc (const) 29.0 W/m²K						
		Uv (wind) 0.0 W/m²K/m/s						
Module Quality Loss		Module mismatch losses		Strings Mismatch loss				
Loss Fraction	-0.8 %	Loss Fraction 1.0 % at MPP		Loss Fraction 0.1 %				
Module average degradation								
Year no	1							
Loss factor	0.4 %/year							
Mismatch due to degradation								
Imp RMS dispersion	0.4 %/year							
Vmp RMS dispersion	0.4 %/year							
IAM loss factor								
Incidence effect (IAM): User defined profile								
0°	30°	50°	65°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	0.961	0.926	0.848	0.713	0.453	0.000
Spectral correction								
FirstSolar model								
Coefficient Set	C0	C1	C2	C3	C4	C5		
Monocrystalline Si	0,85914	-0,02088	-0,0058853	0,12029	0,026814	-0,001781		

DC wiring losses

Global wiring resistance	0.83 mΩ				
Loss Fraction	1.5 % at STC				
Array #1 - PCU1.1		Array #2 - PCU1.2			
Global array res.	5.0 mΩ	Global array res.	5.0 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #3 - PCU1.3		Array #4 - PCU2.1			
Global array res.	5.0 mΩ	Global array res.	4.5 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC		
Array #5 - PCU2.2		Array #6 - PCU3			
Global array res.	4.5 mΩ	Global array res.	6.2 mΩ		
Loss Fraction	1.5 % at STC	Loss Fraction	1.5 % at STC		

System losses

Auxiliaries loss	
Proportional to Power	5.0 W/kW
0.0 kW from Power thresh.	

	BRIN FV00BERG0027	Pagina 11 / 18	
		Stato di Validità	Numero Revisione
		CD-FE	00



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

AC wiring losses

Inv. output line up to MV transfo			
Inverter voltage	660 Vac tri		
Loss Fraction	0.09 % at STC		
Inverter: Sunny Central 4400 UP_1.3		Inverter: Sunny Central 4400 UP_1.3	
Wire section (3 Inv.)	Alu 3 x 3 x 3000 mm ²	Wire section (2 Inv.)	Alu 2 x 3 x 4000 mm ²
Average wires length	10 m	Average wires length	10 m
Inverter: Sunny Central 4400 UP_1.3			
Wire section (1 Inv.)	Alu 1 x 3 x 2500 mm ²		
Wires length	10 m		
MV line up to HV Transfo			
MV Voltage	36 kV		
Average loss Fraction	0.05 % at STC		
Array #1 - PCU1.1		Array #2 - PCU1.2	
Wires	Alu 3 x 95 mm ²	Wires	Alu 3 x 95 mm ²
Length	950 m	Length	55 m
Array #3 - PCU1.3		Array #4 - PCU2.1	
Wires	Alu 3 x 95 mm ²	Wires	Alu 3 x 95 mm ²
Length	1050 m	Length	55 m
Array #5 - PCU2.2		Array #6 - PCU3	
Wires	Alu 3 x 95 mm ²	Wires	Alu 3 x 95 mm ²
Length	590 m	Length	250 m
HV line up to Injection			
HV line voltage	36 kV		
Wires	Alu 3 x 700 mm ²		
Length	29005 m		
Loss Fraction	2.43 % at STC		

AC losses in transformers

MV transfo			
Medium voltage	36 kV		
Operating losses at STC			
Nominal power at STC	4028 kVA		
Iron loss (24/24 Connexion)	0.73 kW/Inv.		
Loss Fraction	0.11 % at STC		
Coils equivalent resistance	3 x 5.94 mΩ/inv.		
Loss Fraction	0.92 % at STC		
HV transfo			
Grid voltage	36 kV		
Transformer from Datasheets			
Nominal power	26000 kVA	Operating losses at STC	
Iron loss	1.00 kVA	Nominal power at STC	24139 kVA
Loss Fraction	0.00 % of PNom	Iron loss (24/24 Connexion)	0.93 kW
Copper loss	1.00 kVA	Loss Fraction	0.00 % at STC
Loss Fraction	0.00 % of PNom	Coils equivalent resistance	3 x 1.92 mΩ
		Loss Fraction	0.00 % at STC



BRIN FV00BERG0027

Pagina
12 / 18

Stato di
Validità

Numero
Revisione

CD-FE

00



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

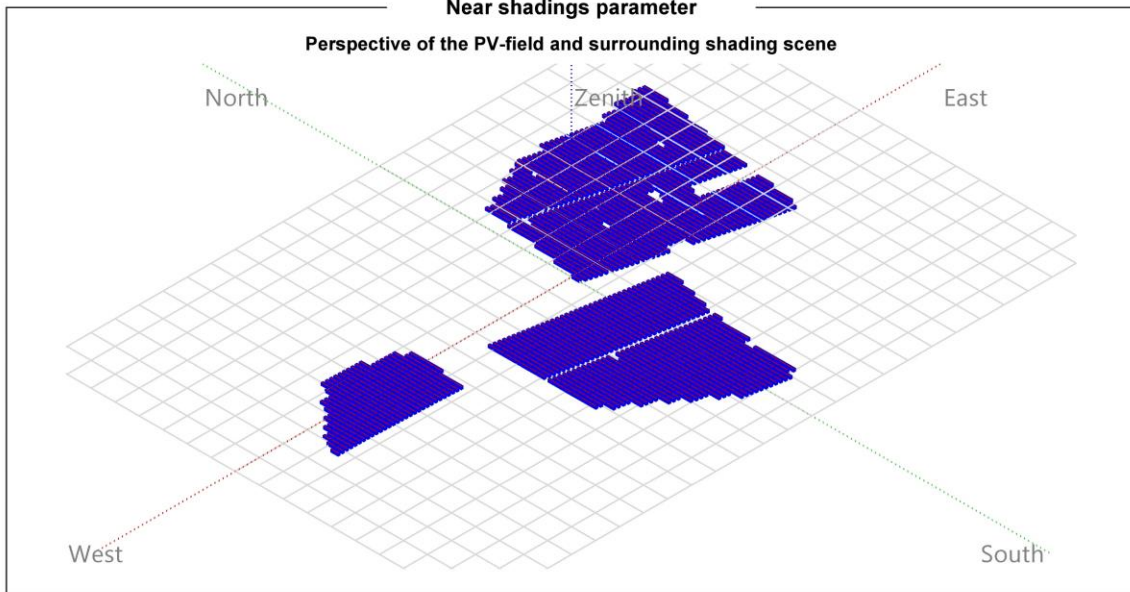
Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

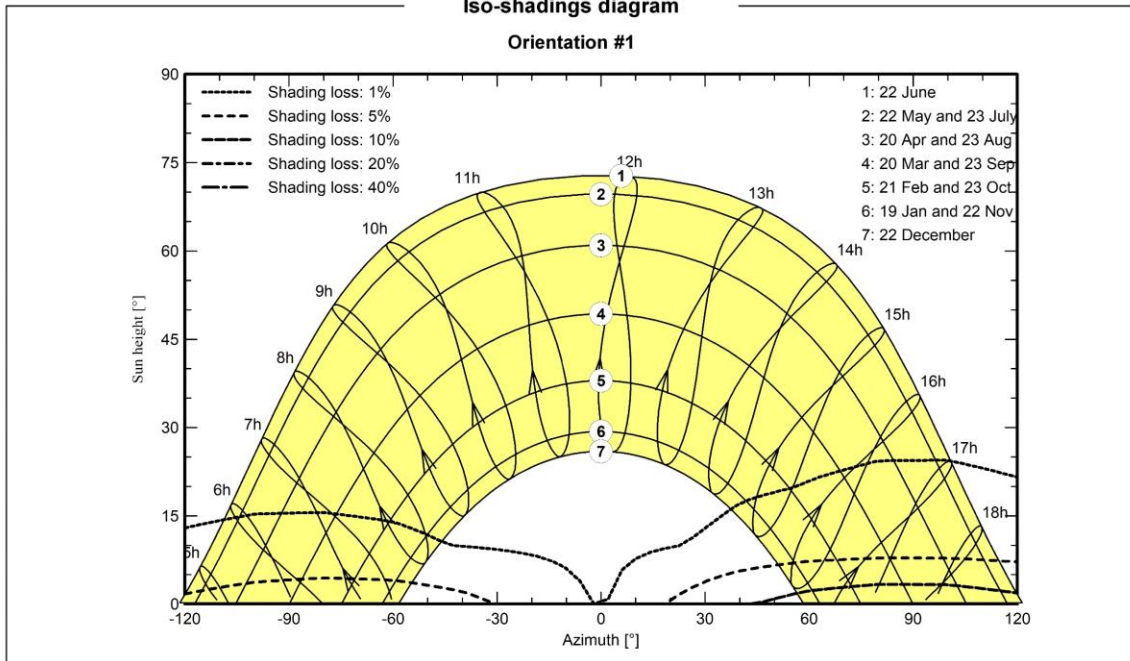
Near shadings parameter

Perspective of the PV-field and surrounding shading scene



Iso-shadings diagram

Orientation #1





BRINJV00BERG0027

Pagina
13 / 18

Stato di
Validità

Numero
Revisione

CD-FE

00



PVsyst V7.2.21

VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

Main results

System Production

Produced Energy 42125 MWh/year

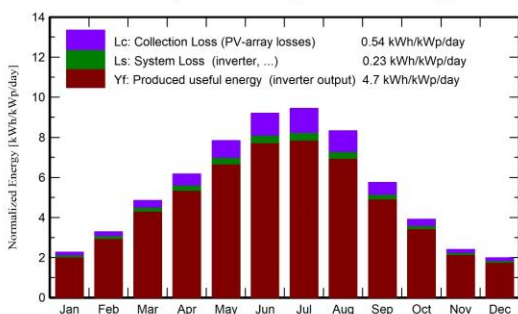
Specific production

1716 kWh/kWp/year

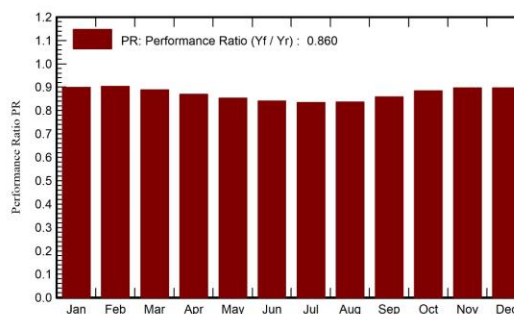
Performance Ratio PR

86.03 %

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	MWh	MWh	ratio
January	58.4	28.12	10.76	70.5	66.5	1631	1556	0.900
February	75.3	34.45	10.63	91.8	87.5	2134	2038	0.904
March	124.7	52.68	12.78	150.7	144.8	3445	3288	0.889
April	153.2	63.76	15.98	185.2	178.4	4148	3953	0.870
May	199.9	75.52	20.40	242.9	234.9	5340	5090	0.853
June	226.3	74.78	23.84	276.1	267.9	5984	5699	0.841
July	237.4	71.98	26.41	292.4	284.0	6287	5990	0.834
August	208.7	69.58	27.12	257.9	250.0	5557	5300	0.837
September	140.7	57.91	23.23	172.4	166.0	3805	3635	0.859
October	99.7	45.07	17.60	121.1	116.0	2750	2629	0.885
November	60.5	30.07	14.24	72.3	68.5	1668	1592	0.897
December	51.3	26.44	11.74	61.5	57.6	1421	1355	0.897
Year	1636.1	630.37	17.94	1994.8	1922.0	44170	42125	0.860

Legends

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



BRINRV00BERG0027



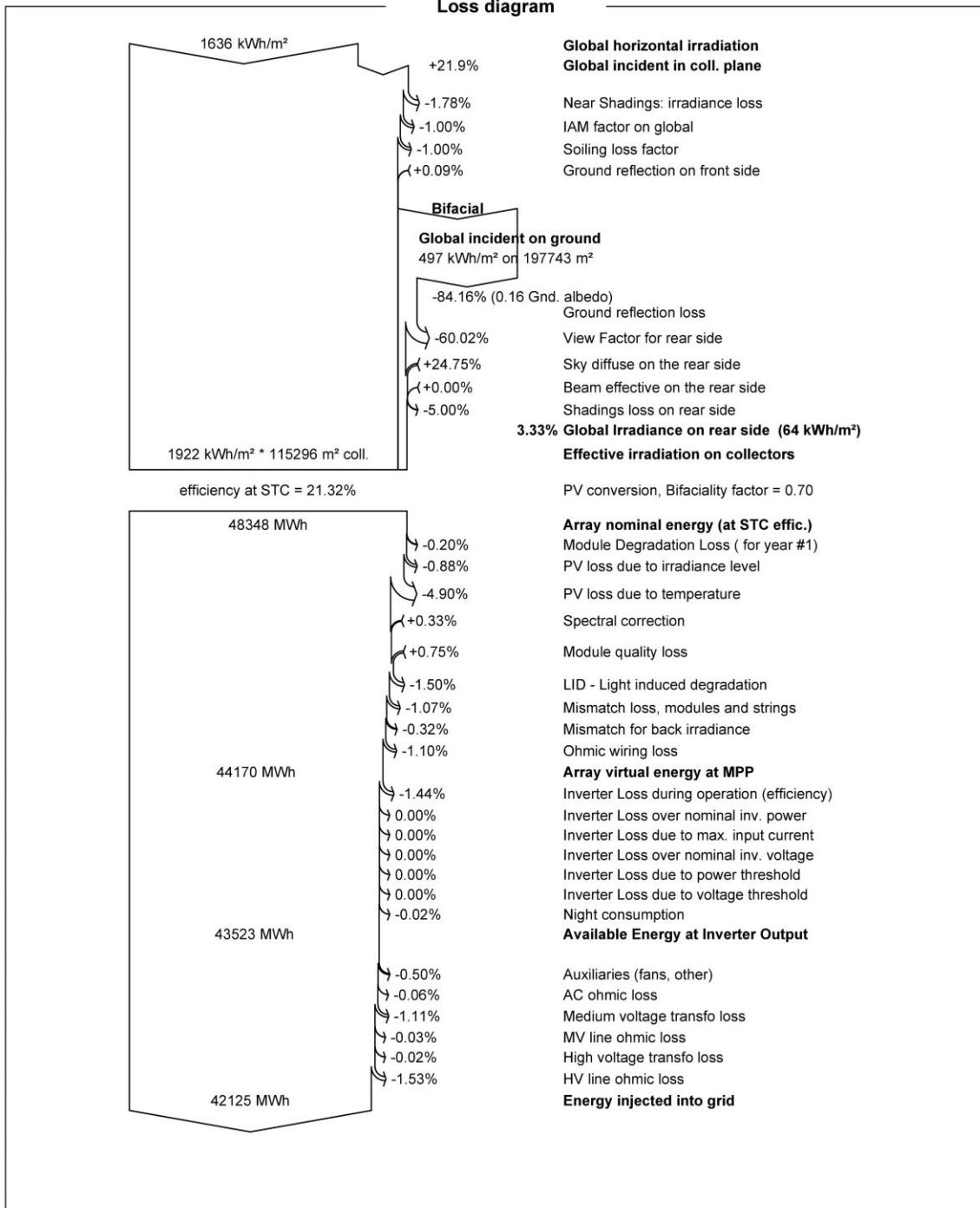
PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

Loss diagram





BRINRV00BERG0027

Pagina
15 / 18

Stato di
Validità

Numero
Revisione

CD-FE

00



PVsyst V7.2.21
VC4, Simulation date:
11/11/22 12:17
with v7.2.21

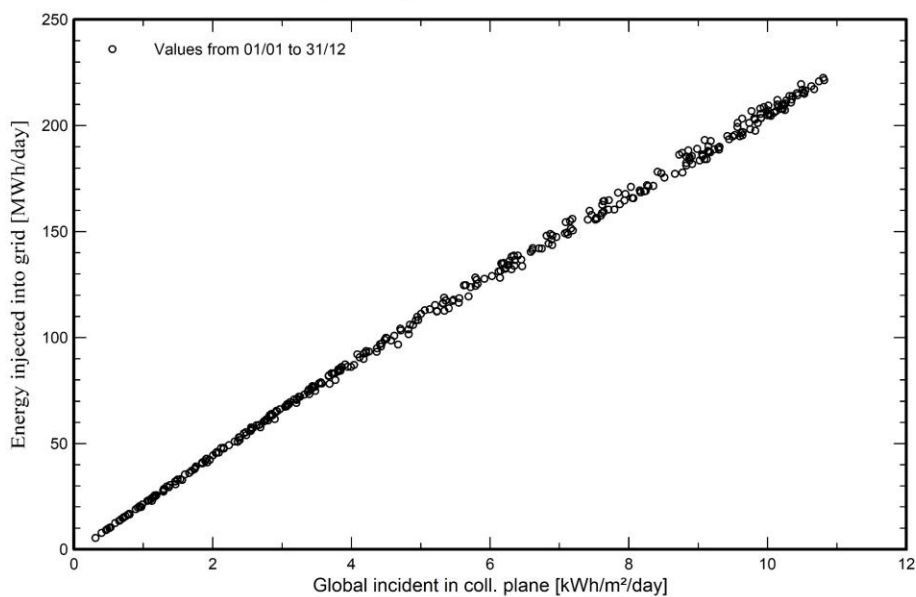
Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

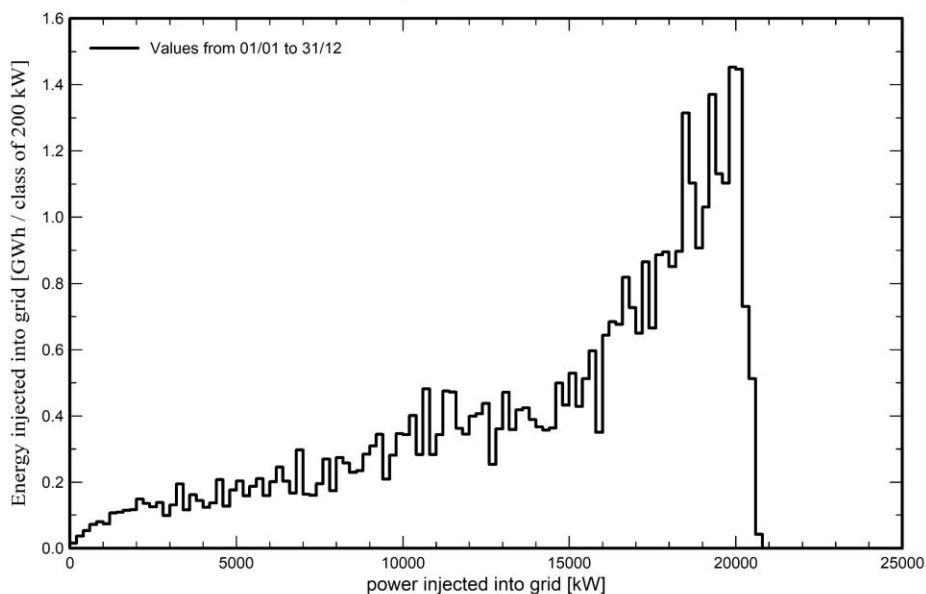
STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

Special graphs

Diagramma giornaliero entrata/uscita



Distribuzione potenza in uscita sistema





PVsyst V7.2.21
 VC4, Simulation date:
 11/11/22 12:17
 with v7.2.21

Project: ENI Brindisi Aree Esterne

Variant: simulazione di producibilità

STUDIO TECNICO BFP SRL (Italia)

P50 - P90 evaluation

Meteo data

Source	SolarGISv2.2.6
Kind	TMY, multi-year
Year-to-year variability(Variance)	2.9 %
Specified Deviation	
Climate change	0.0 %

Simulation and parameters uncertainties

PV module modelling/parameters	1.0 %
Inverter efficiency uncertainty	0.5 %
Soiling and mismatch uncertainties	1.0 %
Degradation uncertainty	1.0 %

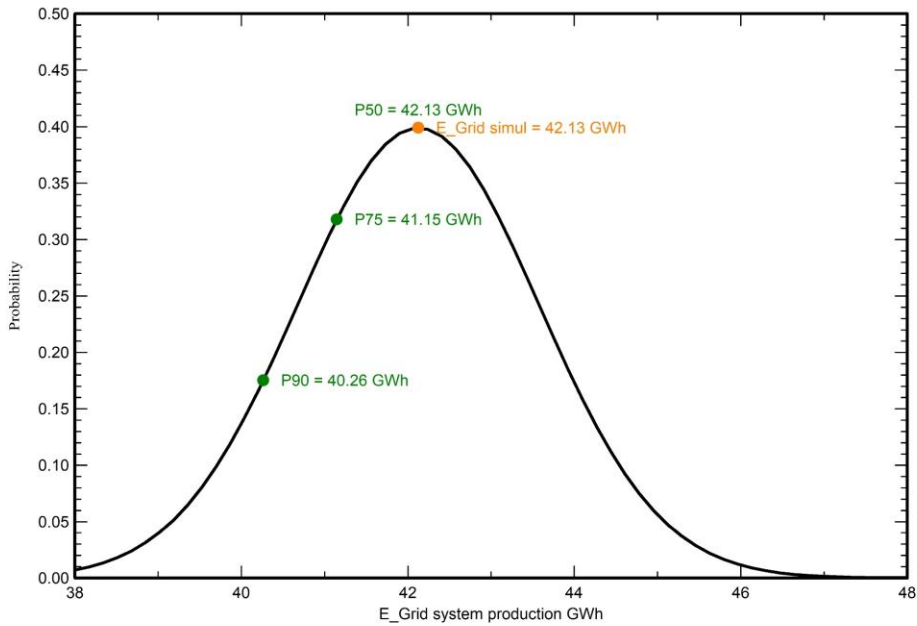
Global variability (meteo + system)

Variability (Quadratic sum)	3.4 %
-----------------------------	-------

Annual production probability

Variability	1.45 GWh
P50	42.13 GWh
P75	41.15 GWh
P90	40.26 GWh

Probability distribution



ANNEX_TABELLA CAVI AT

Linea MT				Parametri elettrici							Cavo							Calcolo della portata del cavo							Caduta di tensione (%)		Perdite di potenza (%)			
Linea	Origine	Destinazione	Distanza (m)	S inverter (kVA)	cosφ	senφ	Potenza attiva (kW)	Potenza reattiva (kVAR)	U (V)	I (A)	Sezione (mm²)	N° Cond.	Caratteristiche del cavo				Tipo inst.	Formazione della linea	Iz (A)	K1 (Tmp)	K2 (Group)	K3 (Depth)	K4 (Th R)	I'z (A)	Fattore di carico del cavo (lb/l'z)	ΔV (%)	ΔV (V)	ΔP (%)	ΔP (kW)	
Ln.PCU1.3.PCU1.2	PCU1.3	PCU1.2	745	4.400	0,90	0,44	3.960	1.787	36.000	65,8	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	0,795	0,980	0,760	151,0	43,55%	0,110%	39,45	0,102%	4,49
Ln.PCU1.2.PCU1.1	PCU1.2	PCU1.1	25	8.800	0,90	0,44	7.920	3.574	36.000	131,5	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	0,795	0,980	0,760	151,0	87,10%	0,007%	2,52	0,007%	0,57
Ln.PCU1.1.MTR	PCU1.1	MTR	580	13.200	0,90	0,44	11.880	5.361	36.000	197,3	300	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x300 mm²	480,0	1	0,795	0,980	0,760	284,2	69,41%	0,096%	34,62	0,090%	11,83
Ln.PCU3.MTR	PCU3	MTR	220	4.400	0,90	0,44	3.960	1.417	36.000	52,1	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	0,795	0,980	0,760	151,0	34,52%	0,026%	9,30	0,019%	0,84
Ln.PCU2.1.MTR	PCU2.1	MTR	40	4.400	0,90	0,44	3.960	1.918	36.000	70,6	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	1,000	0,980	0,760	189,9	37,15%	0,006%	2,28	0,006%	0,28
Ln.PCU2.2.MTR	PCU2.2	MTR	395	4.400	0,90	0,44	3.960	1.918	36.000	70,6	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	1,000	0,980	0,760	189,9	37,15%	0,063%	22,56	0,063%	2,76
Ln.BESS.MTR	BESS	MTR	35	1.490	1,00	0,00	1.490	0	36.000	23,9	95	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x95 mm²	255,0	1	1,000	0,980	0,760	189,9	12,58%	0,002%	0,66	0,002%	0,03
Ln.MTR.SE	MTR	SE	12400	27.890	0,90	0,44	25.250	11.263	36.000	414,4	630	1	LPE or EP	1-CORE	NON-ARM	Al	3F	Grounded	3x1x630 mm²	715,0	1	1,000	0,960	0,760	521,7	79,44%	2,567%	924,18	2,378%	663,35