



REGIONE SICILIANA  
 PROVINCIA DI RAGUSA  
 COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI



PROGETTO DI UN IMPIANTO AGRO-BIO-FOTOVOLTAICO INTEGRATO AD UN VIGNETO A TENDONE E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE DA REALIZZARE NEL COMUNE DI CHIARAMONTE GULFI (RG) IN CONTRADA MAZZARRONELLO, AL FOGLIO. 129 P.LLE 6,8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185, DI POTENZA PARI A **63.158,76 kWp** DENOMINATO "**MAZZARRONELLO HV - VIGNETICA**"

PROGETTO DEFINITIVO

RELAZIONE SU IMPIANTO FOTOVOLTAICO FLOTTANTE



**IMPIANTO  
 AGRIVOLTAICO  
 AVANZATO**

**LAOR  
 (Land Area  
 Occupation Ratio)  
 24,5%**

LIV. PROG.	COD. PRATICA TERNA	CODICE ELABORATO	TAVOLA	DATA	SCALA
PD	202102524	VIGNETICA_C36	-	14.09.2023	-

REVISIONI

REV.	DATA	DESCRIZIONE	ESEGUITO	VERIFICATO	APPROVATO

RICHIEDENTE E PRODUTTORE

**HF SOLAR 9 S.r.l.**

Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

ENTE

FIRMA RESPONSABILE

PROGETTAZIONE

**HORIZONFIRM**

Ing. D. Siracusa  
 Ing. A. Costantino  
 Ing. C. Chiaruzzi  
 Ing. G. Schillaci  
 Ing. G. Buffa  
 Ing. M.C. Musca

Arch. M. Gullo  
 Arch. S. Martorana  
 Arch. F. G. Mazzola  
 Arch. A. Calandrino  
 Arch. G. Vella  
 Dott. Agr. B. Miciluzzo

HORIZONFIRM S.r.l. - Viale Francesco Scaduto n°2/D - 90144 Palermo (PA)

PROGETTISTA INCARICATO

FIRMA DIGITALE PROGETTISTA



FIRMA OLOGRAFA E TIMBRO  
 PROGETTISTA

**Impianto di produzione di energia elettrica da fonte  
energetica rinnovabile di tipo flottante**

**denominato**

***“Mazzarronello HV - Vignetica”***

**Relazione tecnica Impianto flottante**

**Progetto definitivo**

# **Sommario**

1. Definizioni.....	1
2. Premessa.....	2
3. Normativa di riferimento.....	4
4. Criteri di dimensionamento dell'impianto flottante.....	7
5. Soluzione progettuale.....	9
6. Confronto economico.....	15
7. Descrizione generale dell'impianto.....	16
7.1 Descrizione dell'impianto.....	16
7.2 Componentistica impiegata.....	18
7.2.1 Moduli fotovoltaici.....	18
7.3 Producibilità impianto flottante.....	19

# 1. Definizioni

Ai fini del presente elaborato, oltre alle definizioni contenute nel Glossario dei termini del Codice di Rete e nella normativa di settore, si adottano specificatamente le seguenti:

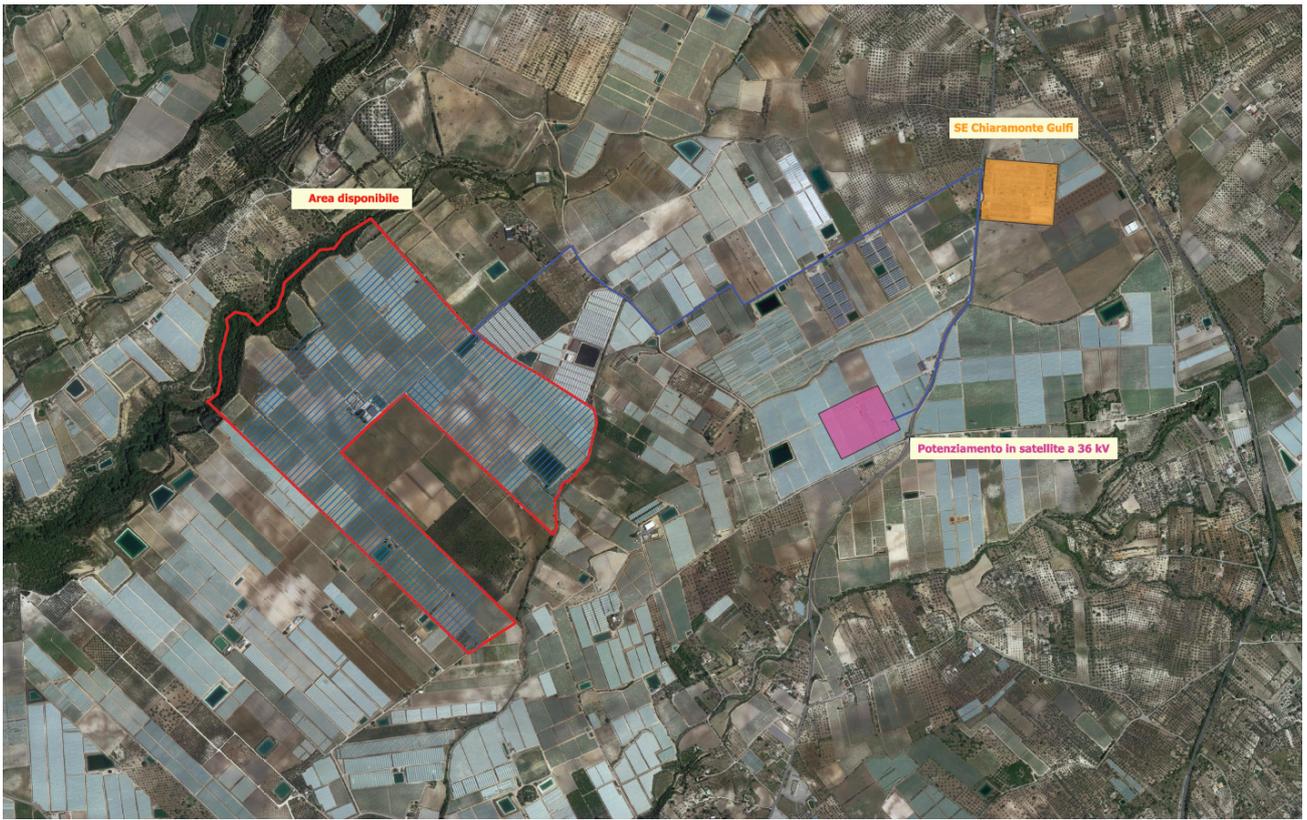
- **Inverter:** apparecchiatura tipicamente statica impiegata per la conversione della corrente continua in corrente alternata monofase o trifase.
- **Funzionamento in isola:** secondo l'Articolo 2 punto 43 del Regolamento UE 2016/631, “funzionamento indipendente di un'intera rete o di una sua parte, isolata dopo il distacco dal sistema interconnesso, che dispone di almeno un gruppo di generazione o di un sistema HVDC che fornisce potenza alla rete in isola e controlla la frequenza e la tensione”.
- **Contatore di energia elettrica:** dispositivo elettromeccanico o elettronico per la contabilizzazione dell'uso dell'energia elettrica da parte di una residenza, industria o di un particolare dispositivo elettrico. Il contatore elettrico o il contatore di energia misura la potenza totale consumata in un intervallo di tempo.
- **Interruttore automatico:** apparecchio meccanico di manovra capace di stabilire, portare ed interrompere correnti in condizioni normali del circuito ed inoltre di stabilire, portare per una durata specifica ed interrompere, correnti in condizioni anormali specificate del circuito, ad esempio quelle di corto circuito.
- **Interruttore magnetotermico:** dispositivo di protezione in grado di interrompere qualsiasi sovracorrente, sino alla corrente di cortocircuito presunta nel punto in cui i dispositivi sono installati. Il relè termico è un dispositivo di protezione con una caratteristica di funzionamento generalmente a tempo inverso, il cui potere di interruzione può essere inferiore alla corrente di cortocircuito presunta nel punto in cui essi sono installati. Il relè magnetico è un dispositivo in grado di interrompere ogni corrente di cortocircuito inferiore od uguale alla corrente di cortocircuito presunta.
- **Interruttore magnetotermico differenziale:** dispositivo di protezione in grado di interrompere qualsiasi sovracorrente, dotato, inoltre, di dispositivo meccanico destinato a connettere e a disconnettere un circuito all'alimentazione, mediante operazione manuale, e ad aprire il circuito automaticamente quando la corrente differenziale supera un valore predeterminato, fornendo protezione dai contatti indiretti.

## 2. Premessa

Il progetto in esame prevede la realizzazione di un impianto flottante collegato in isola, da connettere alla rete di distribuzione locale, facente parte dell'impianto agro-bio-fotovoltaico "Mazzarronello HV – Vignetica", nel territorio comunale di Chiaramonte Gulfi (RG) in Contrada Mazzarronello - Località Trappetazzo, su un lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 129, p.lle 6, 8, 16, 19, 87, 178, 179, 180, 186, 187, 188, 193, 194, 197, 200, 201, 202, 308, 394, 395, 397, 399, 626, 634, 636, 669, 10, 69, 287, 299, 300, 712, 713, 185, e delle annesso opere di connessione a 36kV ricadenti altresì nel territorio di Chiaramonte Gulfi (RG). Nello specifico l'impianto flottante sarà realizzato all'interno del lotto di terreno distinto al N.C.T. Foglio 129, p.la 394.

La tecnologia flottante è data come una delle più promettenti in termini di crescita nei prossimi anni perché si porta dietro dei benefici intrinseci che ne favoriranno la diffusione: non sottrae suolo, produzione specifica più elevata, scalabilità, robustezza, facile rewamping, protezione delle acque superficiali. I criteri con cui è stata realizzata la progettazione dell'impianto fotovoltaico possono quindi riassumersi: requisiti del Proponente e rispondenza alle leggi e norme tecniche vigenti; ottimizzazione del costo di gestione e di manutenzione degli impianti; ottimizzazione del rapporto costi/benefici vs ambiente; massima resa energetica vs superfici impegnate; compatibilità con le esigenze di tutela ambientali; orientamento moduli e inclinazione per garantire il minimo ombreggiamento tra moduli; massima sicurezza e disponibilità dell'impianto. Sarà prevista una prima configurazione che avrà come finalità quella di alimentare tutti i carichi elettrici a servizio dell'azienda agricola, provvedendo a soddisfare nella sua totalità il fabbisogno energetico annuo. Successivamente, a valle dell'ottenimento dell'autorizzazione per la messa in esercizio dell'impianto a terra, è possibile prevedere, in funzione di una possibile conversione degli attuali mezzi agricoli nelle loro rispettive varianti elettriche, un ampliamento del relativo impianto flottante al fine di continuare a garantire una quasi totale indipendenza energetica dell'azienda agricola.

Come riscontrabile dalla tavola di progetto allegata "VIGNETICA\_B18\_Tav.16\_Particolari costruttivi impianto fotovoltaico flottante", a cui si rimanda per maggiori dettagli, l'impianto flottante avrà in principio una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **154,125 kWp**. Il potenziale ampliamento dello stesso avrà una potenza di picco pari a **247 kWp**.



*Figura 1: inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto*

### 3. Normativa di riferimento

I principali riferimenti Normativi e legislativi presi in considerazione ai fini della progettazione delle opere oggetto della presente relazione, sono quelli di seguito elencati:

- D.P.R. n° 547/55: “Norme per la prevenzione degli infortuni sul lavoro”;
- D.Lgs.81/08: Per la sicurezza e la prevenzione degli infortuni sul lavoro;
- D.Lgs.37/08: Per la sicurezza elettrica;
- Delibera AEEG N.99/08: “Testo integrato delle connessioni attive – TICA” Guida Enel Distribuzione Spa Dicembre 2009: “Guida per le Connessioni alla rete elettrica di Enel Distribuzione” Ed. 1.1;
- Deliberazione 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;
- CEI 11-1: “Impianti elettrici con tensione superiore a 1 kV in corrente alternata”;
- CEI 11-4 “Esecuzione delle linee elettriche aeree esterne”;
- CEI 11-17 “Impianti di produzione, trasmissione e distribuzione pubblica di energia elettrica - Linee in cavo”
- 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 0-2 “Guida per la definizione della documentazione degli impianti elettrici”;
- CEI 106-11 “Guida per la determinazione delle fasce di rispetto per gli elettrodotti secondo le disposizioni del DPCM 8 luglio 2003 (Art. 6) Parte 1: Linee elettriche aeree e in cavo;
- CEI 211-4 Guida ai metodi di calcolo dei campi elettrici e magnetici generati da linee e stazioni elettriche”;
- CEI 11-37 “Guida per l’esecuzione degli impianti di terra di impianti utilizzatori in cui sono presenti sistemi con tensione maggiore di 1 kV”;
- CEI 103-6 “Protezione delle linee di telecomunicazione dagli effetti dell’induzione elettromagnetica provocata dalle linee elettriche vicine in caso di guasto”;
- CEI 11-20: “Impianti di produzione di energia elettrica e gruppi di continuità collegati a reti di 1°e 2° categoria”;
- CEI 64-8: “Impianti elettrici utilizzatori a tensione nominale non superiore a 1000V in corrente alternata e a 1500V in corrente continua”;
- CEI EN 60439-1 (CEI 17-13/1): “Apparecchiature soggette a prove di tipo (AS) e apparecchiature parzialmente soggette a prove di tipo (ANS)”;
- CEI EN 60439-2 (CEI 17-13/2): “Prescrizioni particolari per i condotti sbarre”;
- CEI EN 60439-3 (CEI 17-13/3): “Prescrizioni particolari per apparecchiature 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 EN 60445 (CEI 16-2): “Principi base e di sicurezza per l'interfaccia uomo-macchina, marcatura e identificazione-Individuazione dei morsetti e degli apparecchi e delle estremità dei conduttori designati e regole generali per un sistema alfanumerico”;
- CEI EN 60529 (CEI 70-1): “Gradi di protezione degli involucri (codice IP)”;
- UNI 10349: “Riscaldamento e raffrescamento degli edifici. Dati climatici”;
- Norme UNI/ISO: Per le strutture di supporto;
- CEI EN 61000-3-2 Armoniche lato a.c.;
- CEI EN 60099-1-2 Scaricatori;
- CEI 20-19 Cavi isolati con gomma con tensione nominale non superiore a 450/750 V;
- CEI 20-20 Cavi isolati con polivinilcloruro con tensione nominale non superiore a 450/750V;
- CEI 81-1 Protezione delle strutture contro i fulmini;
- CEI 81-3 Valori medi del numero di fulmini a terra per anno e per chilometro quadrato;
- CEI 81-4 Valutazione del rischio dovuto al fulmine;
- R.D. n. 1775 del 11/12/1933 Testo Unico di Leggi sulle Acque e sugli Impianti Elettrici;
- R.D. n. 1969 del 25/11/1940 Norme per l'esecuzione delle linee aeree esterne;
- D.P.R. n. 1062 del 21/6/1968 - “Regolamento di esecuzione della legge 13 dicembre 1964, n. 1341 (2), recante norme tecniche per la disciplina della costruzione ed esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Legge dello Stato n. 339 28/06/1986 “Nuove norme per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- D.M. n. 449 del 21/3/1988 - “Approvazione delle norme tecniche per la progettazione, l'esecuzione e l'esercizio delle linee aeree esterne” - Norma Linee);
- D.M. n. 16/01/1991 - “Aggiornamento delle norme tecniche per la disciplina della costruzione e dell'esercizio di linee elettriche aeree esterne”;
- Codice Civile (relativamente alla stipula degli atti di costituzione di servitù);
- D.P.C.M del 8/07/2003 - “Fissazione dei limiti di esposizione, dei valori di attenzione e degli obiettivi di qualità per la protezione della popolazione dalle esposizioni ai campi elettrici e magnetici alla frequenza di rete (50 Hz)”;
- D.Lgs. n. 285/92 - Codice della strada (e successive modificazioni);
- Legge n. 1086 del 5/11/1971 “Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso ed a struttura metallica” e successive modificazioni;
- Legge n. 64 del 2/02/1974 - “Provvedimenti per le costruzioni con particolari prescrizioni per le zone sismiche” e successive modificazioni;
- Legge n. 10 del 28/01/1977 - “Edificabilità dei suoli”;
- D.P.R. n. 495 del 16/12/1992 - “Regolamento di esecuzione e di attuazione del nuovo codice della strada”.

I riferimenti di cui sopra possono non essere esaustivi. Ulteriori disposizioni di legge, norme e deliberazioni in materia, anche se non espressamente richiamati, si considerano applicabili. Qualora le sopra elencate norme tecniche siano modificate o aggiornate, si applicano le norme più recenti. Si applicano inoltre per quanto compatibili con le norme elencate, i documenti tecnici emanati dalle società di distribuzione di energia elettrica riportanti disposizioni applicative per la connessione di impianti ad energia rinnovabili collegati alla rete elettrica.

## 4. Criteri di dimensionamento dell'impianto flottante

Il valore di potenza definita che verrà inizialmente installata, pari a **154,125 kWp**, è figlia di una valutazione condotta sulla base dei consumi energetici interni all'azienda agricola durante il 2021. L'analisi effettuata ha permesso di determinare un consumo energetico totale nel 2021 **di 249.246 kWh**. Tale aliquota deriva dalla somma dei consumi dei 5 diversi POD presenti all'interno dell'azienda agricola e che risultano così suddivisi:

- POD 1: IT001E91622575  
Tensione di alimentazione: 400 V  
Potenza disponibile: 75 kW  
Consumo energetico: 110.915 kWh/anno
- POD 2: IT001E97061791  
Tensione di alimentazione: 400 V  
Potenza disponibile: 29,7 kW  
Consumo energetico: 65.643 kWh/anno
- POD 3: IT001E96898054  
Tensione di alimentazione: 400 V  
Potenza disponibile: 27,5 kW  
Consumo energetico: 26.176 kWh/anno
- POD 4: IT001E94001013  
Tensione di alimentazione: 400 V  
Potenza disponibile: 17 kW  
Consumo energetico: 4.649 kWh/anno
- POD 5: IT001E90223237  
Tensione di alimentazione: 400 V  
Potenza disponibile: 27 kW  
Consumo energetico: 41.683 kWh/anno

Sulla base del consumo energetico annuo di 249.246 kWh si è deciso di realizzare un impianto fotovoltaico la cui producibilità fosse superiore o uguale al valore appena indicato. Questo è stato possibile calcolando attraverso opportuno software la producibilità specifica annua per la località di riferimento, valore coincidente con le ore equivalenti anno di producibilità. La stima relativa alla taglia dell'impianto è stata ricavata dividendo il consumo energetico annuo per le ore equivalenti anno di producibilità dapprima calcolate. Queste valutazioni

hanno spinto verso la realizzazione in prima fase di un impianto fotovoltaico flottante avente una potenza di picco di **154,125 kWp**. La possibilità futura da parte del committente, di provvedere alla totale sostituzione degli attuali mezzi agricoli con i rispettivi modelli elettrici, portando indubbiamente ad una maggiore richiesta di produzione di energia elettrica da parte dell'impianto, ha posto l'attenzione su un possibile ampliamento del suddetto impianto flottante. Da qui la valutazione di aumentare la taglia rispetto a quella che verrebbe inizialmente installata passando, dunque, da **154,125 kWp** a **247 kWp**. Per poter stimare questa taglia è stata condotta una analisi in funzione di tutti i mezzi agricoli su ruote presenti all'interno dell'azienda, analizzando, ove reperibili, le potenze e i dati relativi alla coppia al fine di individuare possibili mezzi agricoli elettrici di pari efficienza che potessero sostituire quelli attualmente presenti. Sulla base dei dati analizzati la scelta potrebbe ricadere su due diverse tipologie di trattori elettrici:

- T4 Electric Power della New Holland con 120 Cv (88 kW), un pacco batterie di 80 kWh e una autonomia fino a 12 ore;
- L'e70N di Soletrac con 70 Cv (52 kW), un pacco batterie di 60 kWh e una autonomia fino a 8 ore.

Prevedendo, dunque, una totale sostituzione degli 8 trattori termici presenti all'interno dell'azienda con 3 modelli New Holland e 5 modelli Soletrac ed ipotizzando una ricarica giornaliera per ciascun trattore in ogni giorno dell'anno si otterrebbe un consumo di **266.450 kWh** all'anno.

## 5. Soluzione progettuale

La realizzazione dell'impianto da 154,125 kWp prevederebbe che quest'ultimo venga connesso alla rete elettrica di distribuzione locale in media tensione, in quanto superiore anche in termini di taglia complessiva degli inverter alla soglia dei 100 kW. Questo comporterebbe un aumento dei costi sia dal punto di vista realizzativo che di richiesta di connessione. Motivo per cui si prevederebbe la suddivisione dell'intero plot in due sezioni equivalenti da 75 kW ciascuna, in modo tale da poter effettuare 2 richieste di connessione in bassa tensione. Parallelamente sarebbe utile richiedere anche il rilascio di 2 nuovi POD distinti, uno per ogni sezione dotato di contatore bidirezionale, così facendo si potrebbe realizzare una nuova rete di distribuzione interna in modo tale che quest'ultimi possano asservire tutte le utenze, dismettendo, dunque, i 5 POD attualmente presenti. L'impianto, inoltre, verrebbe connesso alla rete elettrica di distribuzione locale sfruttando il meccanismo dello Scambio sul Posto, potendo così parallelamente soddisfare gran parte del fabbisogno energetico dei carichi interni dell'azienda agricola, immettendo in rete l'eventuale aliquota di energia prodotta in eccesso e prelevando, sempre dalla rete, quando necessario.

Il servizio di Scambio sul Posto è una particolare forma di autoconsumo in sito che consente di compensare l'energia elettrica prodotta e immessa in rete in un certo momento con quella prelevata e consumata in un momento differente da quello in cui avviene la produzione. Nello Scambio sul Posto si utilizza quindi il sistema elettrico quale strumento per l'immagazzinamento virtuale dell'energia elettrica prodotta ma non contestualmente autoconsumata. Condizione necessaria per l'erogazione del servizio è la presenza di impianti per il consumo e per la produzione di energia elettrica sottesi a un unico punto di connessione con la rete pubblica. L'aspetto da attenzionare maggiormente, inerente a questa soluzione impiantistica, è quello relativo al confronto tra gli esborsi dovuti ai momenti in cui l'impianto non è in grado di sopperire a tutti i carichi interni e i ricavi generati dallo Scambio sul Posto ogni qualvolta l'impianto produce una aliquota di energia maggiore di quella richiesta. Avendo svolto l'analisi sui consumi nell'anno 2021 il confronto economico è stato condotto considerando in caso di acquisto dell'energia il prezzo riportato nelle bollette analizzate mentre nel caso di vendita i prezzi garantiti dal GSE nel caso di Scambio sul Posto per l'anno 2021.

Per condurre un'analisi quanto più chiara possibile finalizzata a descrivere gli effetti del meccanismo dello Scambio sul Posto nelle tabelle a seguire con il segno negativo si sono intesi i valori di energia da dover prelevare dalla rete e di conseguenza da dover acquistare, al contrario con i valori positivi si fa riferimento ai surplus di energia prodotta da poter immettere in rete con relativo ricavo. Nello specifico l'analisi dei valori ottenuti parte dalla considerazione che l'impianto durante la sua produzione diurna riesca a coprire mediamente il 50% del fabbisogno complessivo mensile dell'azienda agricola. Le altre due aliquote introdotte nella tabella sono rispettivamente quella relativa ai consumi residui interni da coprire prelevando necessariamente dalla rete e il surplus mensile che viene ceduto definitivamente alla rete.

	Consumi carichi interni [kWh]	Producibilità Impianto [kWh]	Consumi mediamente alimentati dall'impianto fotovoltaico [kWh]	Consumi residui da coprire prelevando dalla rete [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]
<b>Gen</b>	7941	11879	3970,5	3970,5	7908,5
<b>Feb</b>	4887	14893	2443,5	2443,5	12449,5
<b>Mar</b>	6766	23608	3383	3383	20225
<b>Apr</b>	8919	26867	4459,5	4459,5	22407,5
<b>Mag</b>	35233	29196	17616,5	17616,5	11579,5
<b>Giu</b>	37280	30877	18640	18640	12237
<b>Lug</b>	44480	32791	22240	22240	10551
<b>Ago</b>	49289	27161	24644,5	24644,5	2516,5
<b>Set</b>	27655	22568	13827,5	13827,5	8740,5
<b>Ott</b>	13622	17558	6811	6811	10747
<b>Nov</b>	8564	12485	4282	4282	8203
<b>Dic</b>	4610	10700	2305	2305	8395
<b>Tot</b>	249246	260583	124623	124623	135960

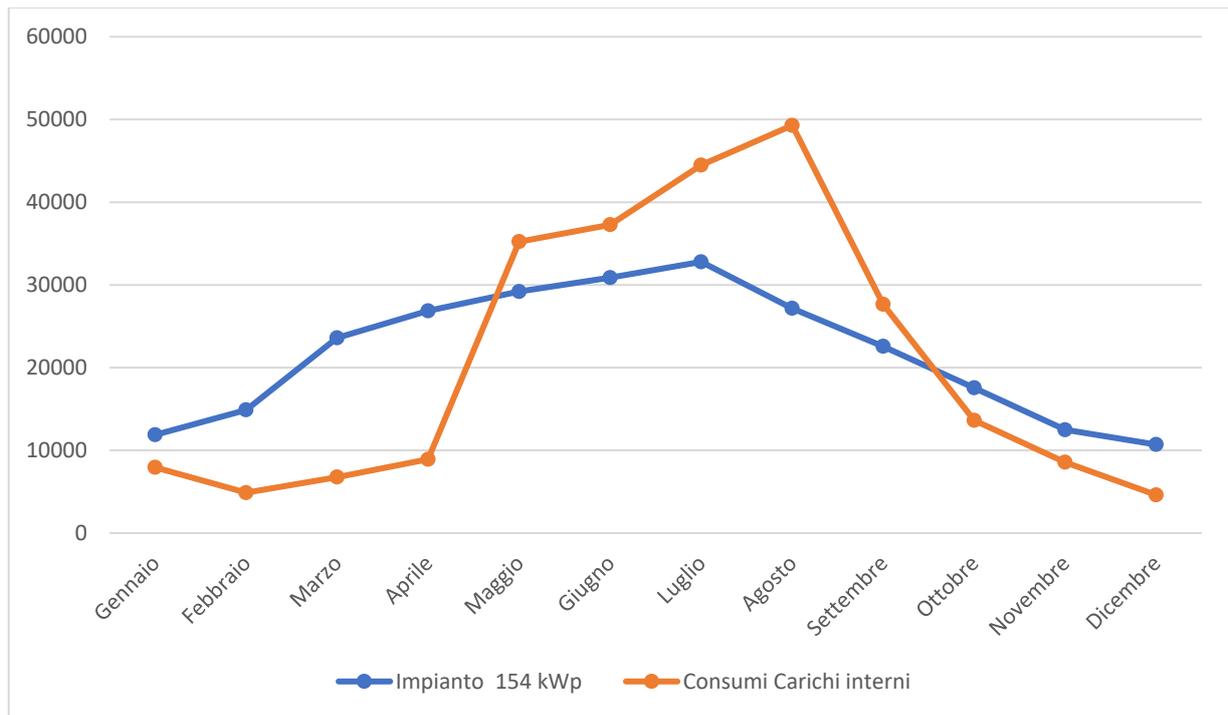
*Tabella 1 - Analisi della producibilità e della copertura dei consumi basati sull'impianto inizialmente previsto da 154 kWp*

Lo scambio sul posto prevede che tutta l'energia che necessitano i carichi e che non vengono coperti dall'impianto fotovoltaico vengano acquistati a prezzo pieno dalla rete, in questo caso 0,18 €/kWh. Qualora questa stessa aliquota venisse immessa in rete dall'impianto in momenti differenti da quelli in cui viene richiesta, verrebbe parzialmente rimborsata al prezzo di 0,11 €/kWh. Tutta l'energia che non fa parte né di questa aliquota né di quella prodotta dall'impianto e direttamente consumata dai carichi, viene riconosciuta come un surplus immesso in rete e rimborsato al prezzo di 0,03 €/kWh. Sulla base di quanto appena detto sono stati calcolati i potenziali esborsi derivanti dallo Scambio sul Posto per l'impianto in esame.

	<b>Esborso dovuto all'energia prelevata dalla rete a 0,18 €/kWh [€]</b>	<b>Rimborso a 0,11 €/kWh dell'energia prelevata [€]</b>	<b>Esborso [€]</b>	<b>Eccesso di energia immesso in rete [kWh]</b>	<b>Rimborso a 0,03 €/kWh dell'energia in eccesso immessa in rete [€]</b>	<b>Esborso totale [€]</b>
<b>Gen</b>	-714,69	436,76	-277,94	3938	118,14	-159,80
<b>Feb</b>	-439,83	268,79	-171,05	10006	300,18	129,14
<b>Mar</b>	-608,94	372,13	-236,81	16842	505,26	268,45
<b>Apr</b>	-802,71	490,55	-312,17	17948	538,44	226,28
<b>Mag</b>	-3170,97	1937,82	-1233,16	-6037	-1086,66	-2319,82
<b>Giu</b>	-3355,2	2050,40	-1304,80	-6403	-1152,54	-2457,34
<b>Lug</b>	-4003,2	2446,40	-1556,80	-11689	-2104,02	-3660,82
<b>Ago</b>	-4436,01	2710,90	-1725,12	-22128	-3983,04	-5708,16
<b>Set</b>	-2488,95	1521,03	-967,93	-5087	-915,66	-1883,59
<b>Ott</b>	-1225,98	749,21	-476,77	3936	118,08	-358,69
<b>Nov</b>	-770,76	471,02	-299,74	3921	117,63	-182,11
<b>Dic</b>	-414,9	253,55	-161,35	6090	182,7	21,35
<b>Tot</b>	-22432,14	13708,53	-8723,61	<b>11337</b>	-7361,49	<b>-16085,10</b>

*Tabella 2 - Analisi dei ricavi e degli esborsi totali basati sull'impianto inizialmente previsto da 154 kWp*

Dal punto di vista energetico, dunque, durante l'anno l'impianto riuscirebbe a produrre più di quanto verrebbe richiesto dalla somma di tutti i carichi interni con una produzione di **11.337 kWh** maggiore rispetto ai consumi. Unica nota da sottolineare nelle voci riguardanti i mesi di maggio, giugno, luglio, agosto e settembre dove l'impianto si ritroverebbe a produrre meno di quanto richiesto dai carichi e quindi, le aliquote di energia in "eccesso" immessa in rete verrebbero in realtà interamente acquistate a prezzo pieno dalla rete in quanto non coperte dall'impianto andando così ad incidere sull'esborso totale annuo.



*Figura 2 – Confronto tra producibilità e consumi relativi all’impianto inizialmente previsto da 154 kWp*

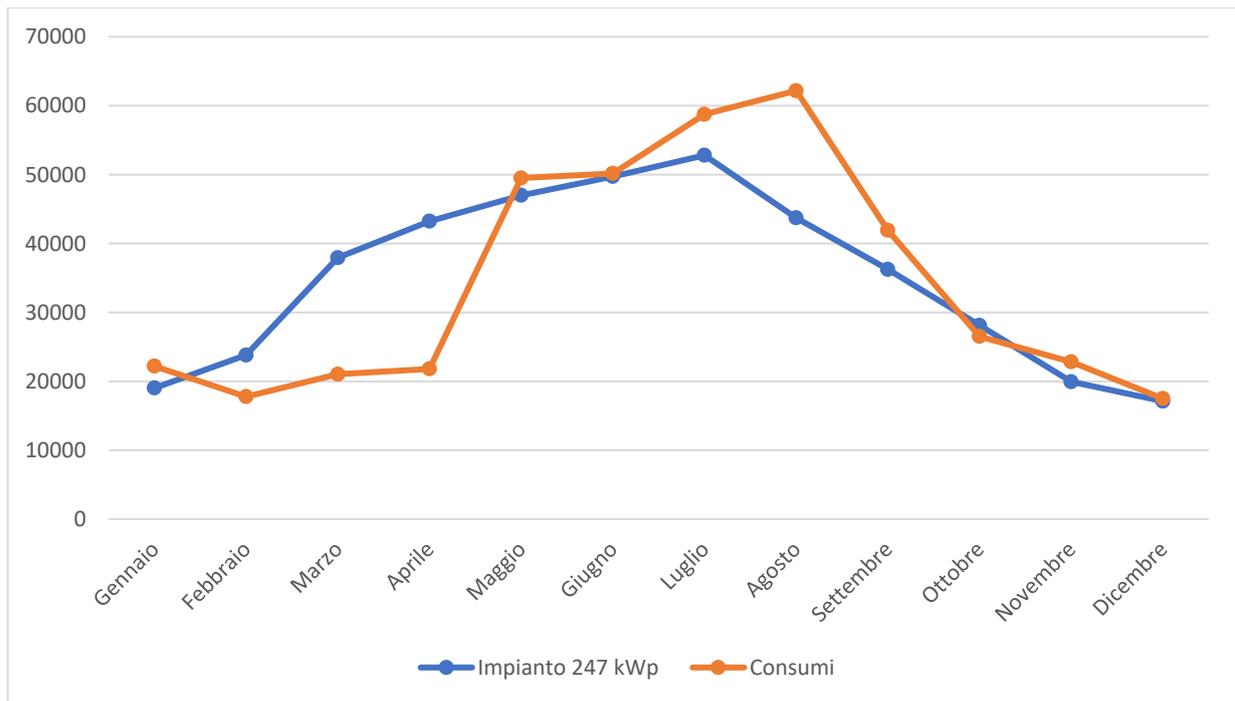
Questa stessa analisi, di conseguenza, è stata condotta anche sul potenziale ampliamento dell’impianto, valutato sulla base della possibile conversione del parco mezzi di natura termica in uno equivalente di natura elettrica, unitamente agli spazi installativi resi disponibili. Il suddetto potenziamento porterebbe ad avere una potenza di picco complessiva di **247 kWp**. L’analisi è stata effettuata considerando l’eventuale necessità da parte dell’azienda di dover ricaricare giornalmente almeno il 60% del nuovo parco mezzi elettrico previsto. È possibile osservare lo scenario descritto nei risultati che seguono:

	Consumi carichi interni [kWh]	Producibilità Impianto [kWh]	Consumi mediamente alimentati dall'impianto fotovoltaico [kWh]	Consumi residui da coprire prelevando dalla rete [kWh]	Energia immessa in rete [kWh]
Gen	22201	19017	11100,5	11100,5	7916,5
Feb	17767	23809	8883,5	8883,5	14925,5
Mar	21026	37934	10513	10513	27421
Apr	21799	43228	10899,5	10899,5	32328,5
Mag	49493	46981	24746,5	24746,5	22234,5
Giu	50160	49716	25080	25080	24636
Lug	58740	52796	29370	29370	23426
Ago	62169	43712	31084,5	31084,5	12627,5
Set	41915	36244	20957,5	20957,5	15286,5
Ott	26502	28114	13251	13251	14863
Nov	22824	19932	11412	11412	8520
Dic	17490	17112	8745	8745	8367
Tot	412086	418595	206043	206043	212552

Tabella 3 - Analisi della producibilità e della copertura dei consumi basati sull'ampliamento dell'impianto con una potenza totale di 247 kWp ipotizzando tra i consumi la ricarica giornaliera del 60% del parco mezzi

	Esborsito dovuto all'energia prelevata dalla rete a 0,18 €/kWh [€]	Rimborso a 0,11 €/kWh dell'energia prelevata [€]	Esborsito [€]	Eccesso di energia immesso in rete [kWh]	Rimborso a 0,03 €/kWh dell'energia in eccesso immessa in rete [€]	Esborsito totale [€]
Gen	-1998,09	1221,06	-777,04	-3184	-573,12	-1350,16
Feb	-1599,03	977,19	-621,85	6042	181,26	-440,59
Mar	-1892,34	1156,43	-735,91	16908	507,24	-228,67
Apr	-1961,91	1198,95	-762,97	21429	642,87	-120,10
Mag	-4454,37	2722,12	-1732,26	-2512	-452,16	-2184,42
Giu	-4514,4	2758,80	-1755,60	-444	-79,92	-1835,52
Lug	-5286,6	3230,70	-2055,90	-5944	-1069,92	-3125,82
Ago	-5595,21	3419,30	-2175,92	-18457	-3322,26	-5498,18
Set	-3772,35	2305,33	-1467,03	-5671	-1020,78	-2487,81
Ott	-2385,18	1457,61	-927,57	1612	48,36	-879,21
Nov	-2054,16	1255,32	-798,84	-2892	-520,56	-1319,40
Dic	-1574,1	961,95	-612,15	-378	-68,04	-680,19
Tot	-37087,74	22664,73	-14423,01	6509	-5727,03	-20150,04

Tabella 4 - Analisi dei ricavi e degli esborsi totali basati sull'ampliamento dell'impianto con una potenza totale di 247 kWp ipotizzando tra i consumi la ricarica giornaliera del 60% del parco mezzi



*Figura 3 – Confronto tra producibilità e consumi relativi all'ampliamento dell'impianto con una potenza totale di 247 kWp ipotizzando tra i consumi la ricarica giornaliera del 60% del parco mezzi*

In questo caso dai risultati è possibile notare come nella condizione analizzata l'impianto riuscirebbe ancora a sopperire gli interi consumi interni all'azienda gravati dalla necessità di dover ricaricare giornalmente almeno il 60% del nuovo parco mezzi elettrico previsto con un surplus annuo di **6.509 kWh**.

## 6. Confronto economico

Nelle tabelle fino ad ora riportate i valori in rosso sembrerebbero dare per sfavorita qualunque soluzione proposta in realtà sono valori da intendersi, ovviamente, come esborsi da confrontare con quelle che sarebbero le spese affrontate dall'azienda in termini di energia elettrica acquistata in assenza dell'impianto fotovoltaico. Nel primo caso, infatti, i **-16.085,10€** all'anno andrebbero confrontati con l'esborso annuo ricavato dall'analisi dei 5 POD pari a **59.266,59€**. Questo si tradurrebbe in un guadagno annuo pari a **43.181,49€**. Nel secondo caso il guadagno complessivo annuo andrebbe calcolato anche sulla base del carburante risparmiato per alimentare gli attuali mezzi agricoli. Nell'ultimo anno sono stati consegnati all'azienda circa 40.000L di gasolio, trattandosi di gasolio agricolo con un costo ipotizzato di circa 1€/L, questo si tradurrebbe in un esborso totale annuo pari a **99.266,59€**. Sulla base del valore finale ottenuto nell'ultima tabella il guadagno annuo per questa soluzione sarebbe pari a **79.116,55€**. Quanto appena detto è possibile osservarlo in maniera intuitiva nella tabella seguente:

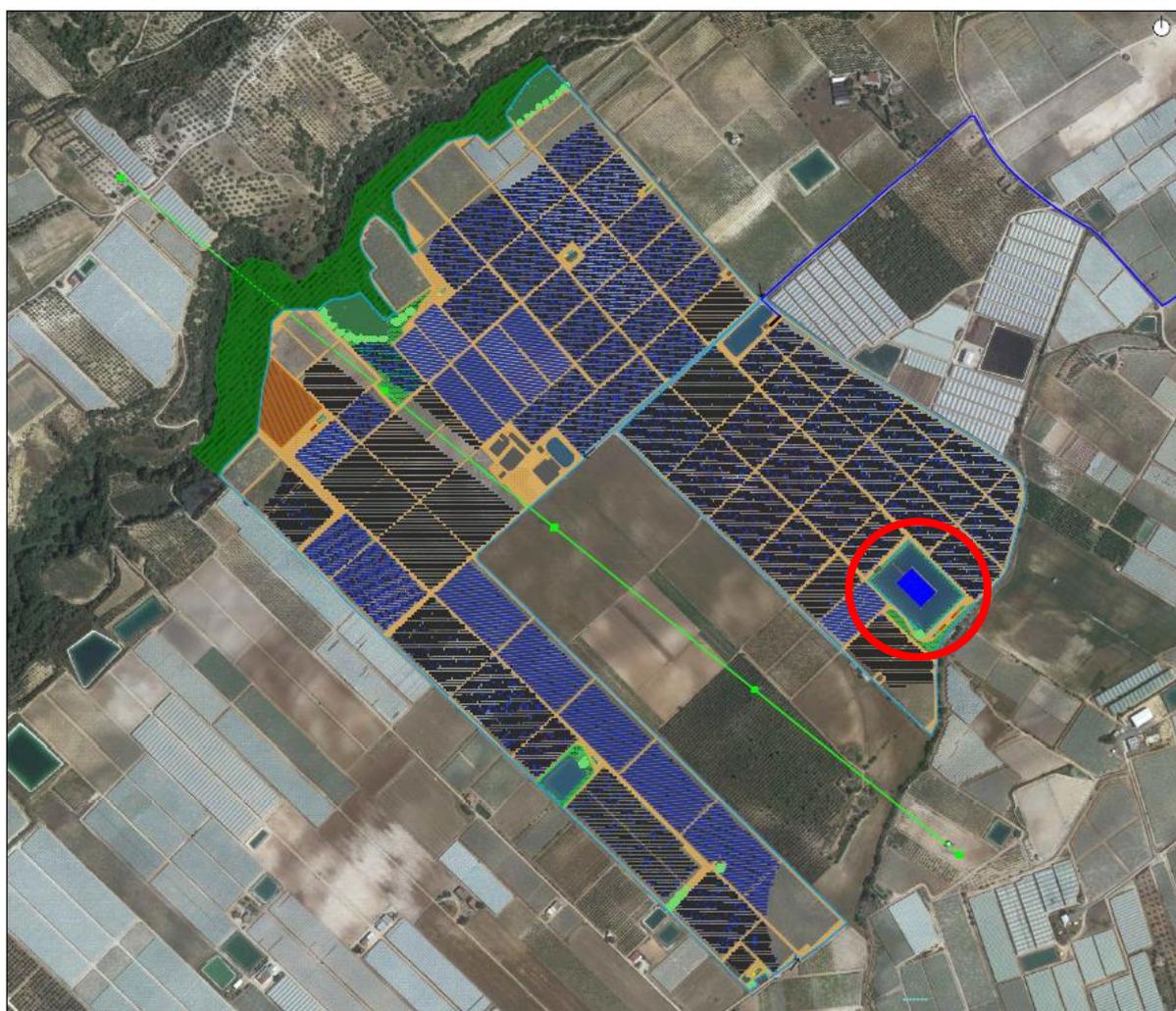
Impianto [kWp]	Spesa annua per l'acquisto dell'energia [€]	Somma esborso annuo dei 5 POD [€]	Costo annuo gasolio [€]	Guadagno rispetto all'assenza dell'impianto [€]
154	-16085,10	59266,59	0	43181,49
247 (con 60% ricarica parco mezzi)	-20150,04	59266,59	-40000	79116,55
247 (con 100% ricarica parco mezzi)	-38669,59	59266,59	-40000	60597

*Tabella 3 – Confronto economico volto ad evidenziare il risparmio annuo derivante dalla realizzazione dell'impianto per le soluzioni proposte.*

## 7. Descrizione generale dell'impianto

### 7.1 Descrizione dell'impianto

L'impianto flottante di produzione di energia elettrica inizialmente previsto, facente parte dell'impianto agrivoltaico oggetto dell'iniziativa intrapresa dalla Società "**HF SOLAR 9 S.r.l.**", avrà inizialmente una potenza di picco, intesa come somma delle potenze nominali dei moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva, pari a **154,125 kWp**; il successivo potenziamento porterà, invece, ad avere una potenza di picco di **247 kWp**.



*Figura 4 - inquadramento territoriale area di impianto su ortofoto*

Per la realizzazione del campo di generazione, in fase iniziale, si è scelto di utilizzare 225 moduli fotovoltaici “*Trina Solar Bifacciali da 685 Wp*” costituiti da 132 celle in silicio monocristallino i quali.

<b>ELECTRICAL DATA (STC)</b>					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	665	670	675	680	685
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	18.07	18.10	18.14	18.18	18.21
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1
STC: Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: ±3%.					
<b>Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)</b>					
Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67
Irradiance ratio (rear/front)	10%				
Product Bifaciality:80±5%.					
<b>ELECTRICAL DATA (NOCT)</b>					
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	506	510	514	517	521
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.6	36.8	37.0	37.2	37.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.84	13.86	13.89	13.91	13.94
Open Circuit Voltage- $V_{OC}$ (V)	44.4	44.5	44.7	44.9	45.2
Short Circuit Current- $I_{SC}$ (A)	14.56	14.59	14.62	14.65	14.67
NOCT: Irradiance at 800W/m <sup>2</sup> , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.					

**Figura 5 - Scheda tecnica moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva**

Lato inverter, si è scelto di adottare inverter di tipo **FIMER**, per una potenza complessiva di 150 kVA, collegando a ciascuno in parallelo un certo numero di stringhe fotovoltaiche, fermo restando che la scelta adottata potrà subire modifiche in fase di progettazione esecutiva:

## **7.2 Componentistica impiegata**

Di seguito vengono descritte le caratteristiche delle varie apparecchiature costituenti il generatore fotovoltaico e il cosiddetto BOS (Balance of System o resto del sistema) inteso come l'insieme di tutti i componenti di un impianto fotovoltaico, esclusi i moduli fotovoltaici, fermo restando che le scelte adottate sono suscettibili di modifica in fase di *progettazione esecutiva* in funzione della disponibilità del mercato e del progresso tecnologico.

### **7.2.1 Moduli fotovoltaici**

Premesso che i moduli verranno acquistati in funzione della disponibilità e del costo di mercato in fase di realizzazione, in questa fase della progettazione, ai fini del dimensionamento del generatore fotovoltaico si è scelto di utilizzare moduli fotovoltaici *Trina Solar Bifacciali da 685 Wp costituiti da 132 celle in silicio monocristallino*. Per l'impianto da **154,125 kWp** verranno utilizzati 225 moduli in seguito al potenziamento si avranno 360 moduli complessivi.

<b>ELECTRICAL DATA (STC)</b>					
Peak Power Watts- $P_{MAX}$ (Wp)*	665	670	675	680	685
Power Tolerance- $P_{MAX}$ (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	17.06	17.09	17.12	17.16	17.19
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	18.07	18.10	18.14	18.18	18.21
Module Efficiency $\eta_m$ (%)	21.4	21.6	21.7	21.9	22.1
STC: Irradiance 1000W/m <sup>2</sup> , Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. *Measuring tolerance: $\pm 3\%$ .					
<b>Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)</b>					
Total Equivalent power - $P_{MAX}$ (Wp)	718	724	729	734	740
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	39.0	39.2	39.4	39.6	39.8
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	18.42	18.46	18.49	18.53	18.57
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	46.8	47.0	47.2	47.4	47.7
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	19.51	19.55	19.59	19.63	19.67
Irradiance ratio (rear/front)	10%				
Product Bifaciality: 80 $\pm$ 5%.					
<b>ELECTRICAL DATA (NOCT)</b>					
Maximum Power- $P_{MAX}$ (Wp)	506	510	514	517	521
Maximum Power Voltage- $V_{MPP}$ (V)	36.6	36.8	37.0	37.2	37.3
Maximum Power Current- $I_{MPP}$ (A)	13.84	13.86	13.89	13.91	13.94
Open Circuit Voltage- $V_{oc}$ (V)	44.4	44.5	44.7	44.9	45.2
Short Circuit Current- $I_{sc}$ (A)	14.56	14.59	14.62	14.65	14.67
NOCT: Irradiance at 800W/m <sup>2</sup> , Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.					

*Figura 6 - Datasheet moduli fotovoltaici scelti in fase di progettazione definitiva*

### 7.3 Producibilità impianto flottante

Sulla base della componentistica adottata, precedentemente descritta, si è scelto di collegare a ciascun inverter 5 stringhe da 15 moduli, rispettando il numero massimo di stringhe collegabili ad ogni MPPT come indicato nel datasheet sopra riportato, per un totale di 225 moduli. L'ampliamento presenterà la stessa configurazione iniziale, con lo stesso numero di moduli per stringa ma con un diverso numero di stringhe per inverter e di inverter stessi previsti rispetto alla configurazione iniziale. Definito il layout di impianto, il numero di moduli della stringa e il numero di stringhe da collegare in parallelo, sono stati determinati coordinando le caratteristiche dei moduli fotovoltaici con quelle degli inverter scelti, rispettando le seguenti 4 condizioni:

1. la massima tensione del generatore fotovoltaico deve essere inferiore alla massima tensione di ingresso dell'inverter;
2. la massima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
3. la minima tensione nel punto di massima potenza del generatore fotovoltaico non deve essere inferiore alla minima tensione del sistema MPPT dell'inverter;
4. la massima corrente del generatore fotovoltaico non deve essere superiore alla massima corrente in ingresso all'inverter.

Le considerazioni effettuate sono state inserite all'interno del software di simulazione "PV Syst", che ha permesso di redigere i rapporti circa la massima produzione degli impianti nelle condizioni di consumo continuo, tenendo in considerazione fenomeni quali l'ombreggiamento e le diverse perdite cui vanno incontro gli impianti fotovoltaici.

Di seguito si riportano i report di simulazione attraverso PV Syst:

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Chiamonte Gulfi flottante

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

Sheds on ground

System power: 154 kWp

Roccazzo - Italia

**Autore**  
Horizonfirm Srl (Italy)

**PVsyst V7.4.0**VC1, Simulation date:  
03/07/23 11:13  
with v7.3.4**Project: Chiaramonte Gulfi flottante**  
Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

Horizonfirm Srl (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Roccazzo Italia	<b>Situation</b> Latitude 37.07 °N Longitude 14.62 °E Altitude 276 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Roccazzo PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>	<b>User's needs</b> Unlimited load (grid)
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / -45 °	<b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 100 %	
<b>System information</b>	<b>Inverters</b>	
<b>PV Array</b> Nb. of modules 225 units Pnom total 154 kWp	Nb. of units 3 units Pnom total 150 kWac Pnom ratio 1.028	

**Results summary**

Produced Energy 260584 kWh/year	Specific production 1691 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 85.71 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	5
Near shading definition - Iso-shadings diagram	6
Main results	7
Loss diagram	8
Predef. graphs	9
Single-line diagram	10



**Project: Chiaramonte Gulfi flottante**  
 Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

**PVsyst V7.4.0**  
 VC1, Simulation date:  
 03/07/23 11:13  
 with v7.3.4

Horizonfirm Srl (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds on ground</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of sheds</b>		Transposition	
Fixed plane		15 units		Perez	
<b>Tilt/Azimuth</b>		<b>Sizes</b>		Diffuse	
10 / -45 °		Sheds spacing		Imported	
		Collector width		Circumsolar	
		1.65 m		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		79.0 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		33.5 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height		According to strings		Unlimited load (grid)	
2.2 °		Electrical effect			
		100 %			
<b>Bifacial system</b>					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing		1.65 m		Ground albedo	
Sheds width		1.34 m		0.30	
Limit profile angle		33.5 °		Bifaciality factor	
GCR		81.4 %		80 %	
Height above ground		1.50 m		Rear shading factor	
				5.0 %	
				Rear mismatch loss	
				10.0 %	
				Shed transparent fraction	
				0.0 %	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	FIMER
Model	TSM-685NEG21C.20	Model	PVS-50-TL
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	225 units	Number of inverters	3 units
Nominal (STC)	154 kWp	Total power	150 kWac
<b>Array #1 - Campo FV</b>		<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>	
Number of PV modules	75 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	51.4 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 15 In series	Operating voltage	300-950 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
Pmpp	47.5 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
U mpp	546 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	87 A		
<b>Array #1 - Campo FV</b>		<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>	
Number of PV modules	75 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	51.4 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 15 In series	Operating voltage	300-950 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
Pmpp	47.5 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
U mpp	546 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	87 A		



**Project: Chiaramonte Gulfi flottante**  
 Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

**PVsyst V7.4.0**  
 VC1, Simulation date:  
 03/07/23 11:13  
 with v7.3.4

Horizonfirm Srl (Italy)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #3 - Sottocampo #3</b>			
Number of PV modules	75 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	51.4 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	5 Strings x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Operating voltage	300-950 V
Pmpp	47.5 kWp	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
U mpp	546 V	Pnom ratio (DC:AC)	1.03
I mpp	87 A	Power sharing within this inverter	
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	154 kWp	Total power	150 kWac
Total	225 modules	Max. power	165 kWac
Module area	699 m <sup>2</sup>	Number of inverters	3 units
Cell area	655 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	1.03

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>	Loss Fraction	3.0 %	<b>Thermal Loss factor</b>	Module temperature according to irradiance	<b>DC wiring losses</b>	Global array res.	102 mΩ		
				Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Global wiring resistance	34 mΩ		
				Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Loss Fraction	1.5 % at STC		
<b>Serie Diode Loss</b>	Voltage drop	0.7 V	<b>LID - Light Induced Degradation</b>	Loss Fraction	2.0 %	<b>Module Quality Loss</b>	Loss Fraction	-0.8 %	
	Loss Fraction	0.1 % at STC							
<b>Module mismatch losses</b>	Loss Fraction	2.0 % at MPP	<b>Strings Mismatch loss</b>	Loss Fraction	0.2 %				
<b>IAM loss factor</b>	Incidence effect (IAM): User defined profile								
	0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
	1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.963	0.891	0.672	0.000

**AC wiring losses**

<b>Inv. output line up to injection point</b>	
Inverter voltage	400 Vac tri
Loss Fraction	0.89 % at STC
<b>Inverter: PVS-50-TL</b>	
Wire section (3 Inv.)	Copper 3 x 3 x 25 mm <sup>2</sup>
Average wires length	38 m



PVsyst V7.4.0  
 VC1, Simulation date:  
 03/07/23 11:13  
 with v7.3.4

Horizonfirm Srl (Italy)

**Horizon definition**

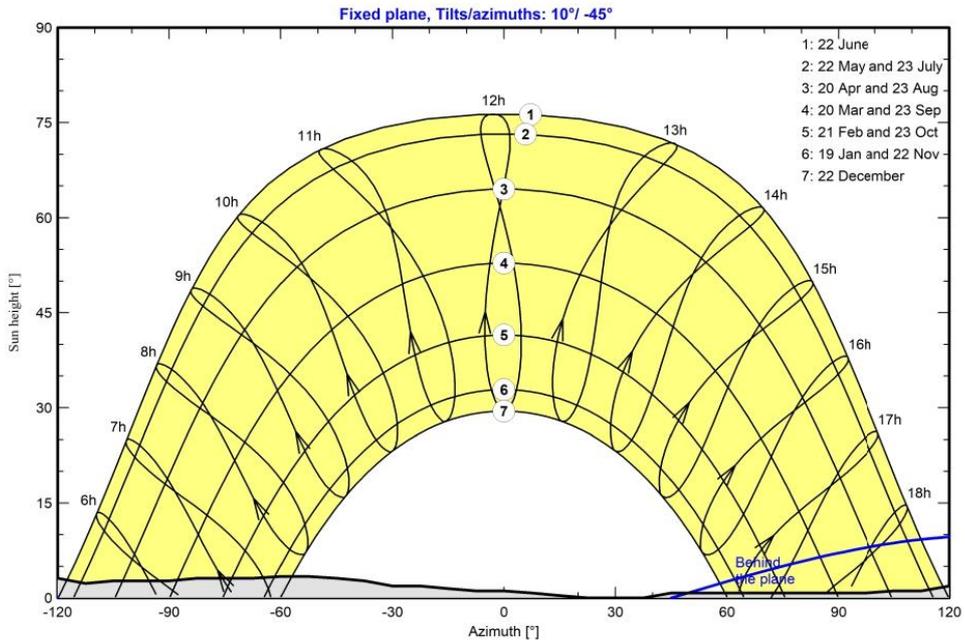
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°4'10', Long=14°37'20', Alt=276m

Average Height	2.2 °	Albedo Factor	0.88
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-90	-83	-68	-60
Height [°]	3.8	3.8	2.3	3.1	3.1	2.3	2.7	2.7	3.1	3.1	3.4
Azimuth [°]	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23
Height [°]	3.4	3.1	2.7	1.9	1.9	1.5	1.1	0.8	0.8	0.4	0.0
Azimuth [°]	38	45	98	105	113	120	135	143	180		
Height [°]	0.0	0.8	0.8	1.1	1.1	1.9	1.9	3.8	3.8		

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**



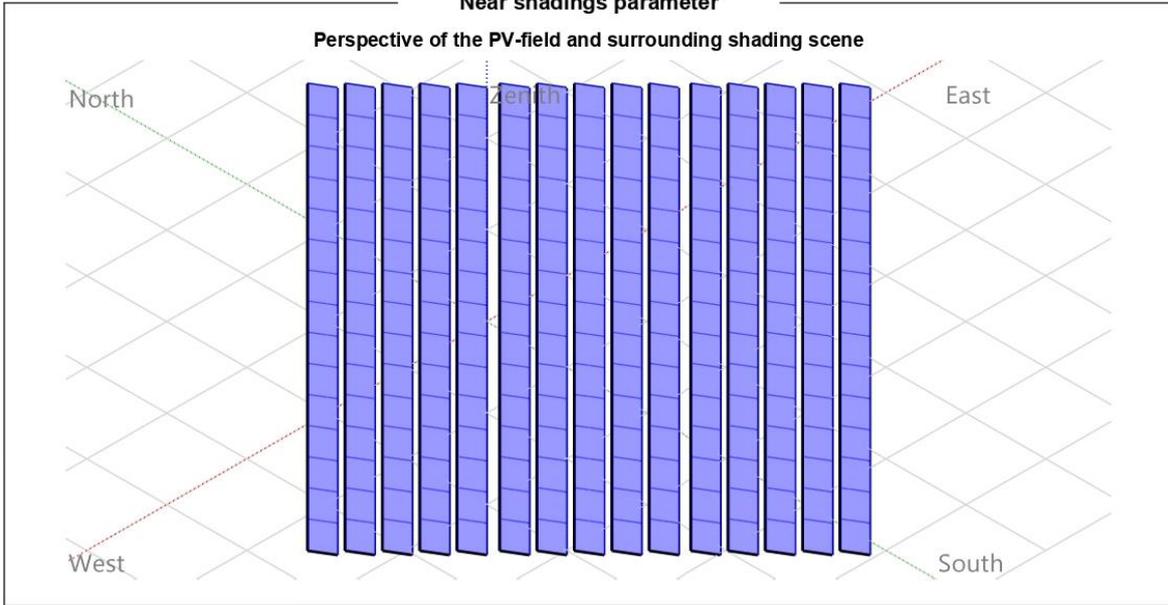


**PVsyst V7.4.0**  
VC1, Simulation date:  
03/07/23 11:13  
with v7.3.4

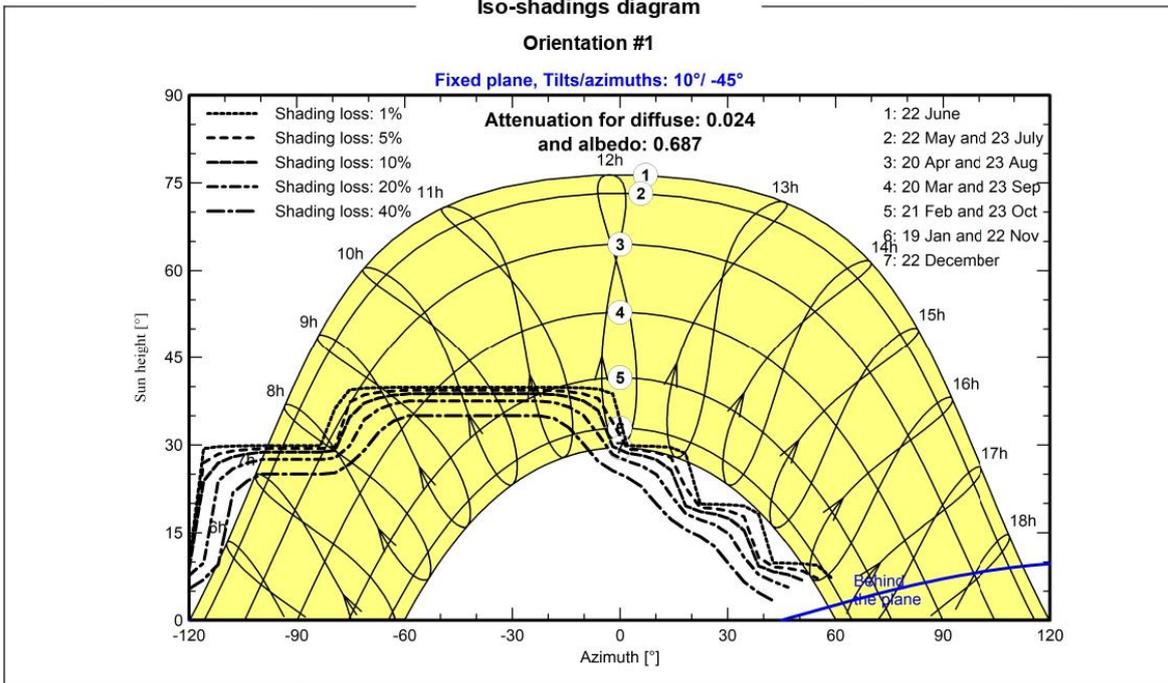
Project: Chiamonte Gulfi flottante  
Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

Horizonfirm Srl (Italy)

### Near shadings parameter



### Iso-shadings diagram





**Project: Chiaramonte Gulfi flottante**  
 Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

**PVsyst V7.4.0**  
 VC1, Simulation date:  
 03/07/23 11:13  
 with v7.3.4

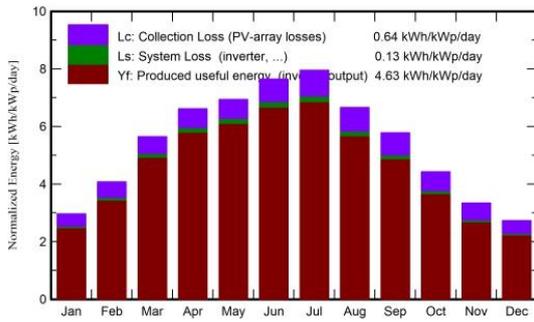
Horizonfirm Srl (Italy)

**Main results**

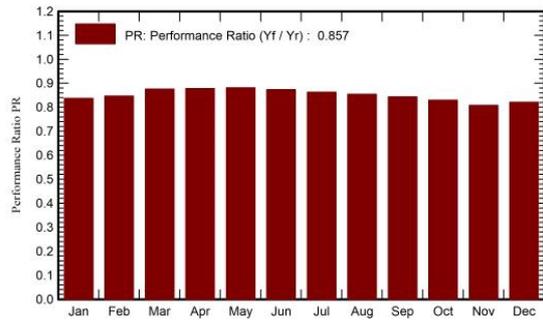
**System Production**

Produced Energy 260584 kWh/year Specific production 1691 kWh/kWp/year  
 Perf. Ratio PR 85.71 %

**Normalized productions (per installed kWp)**



**Performance Ratio PR**



**Balances and main results**

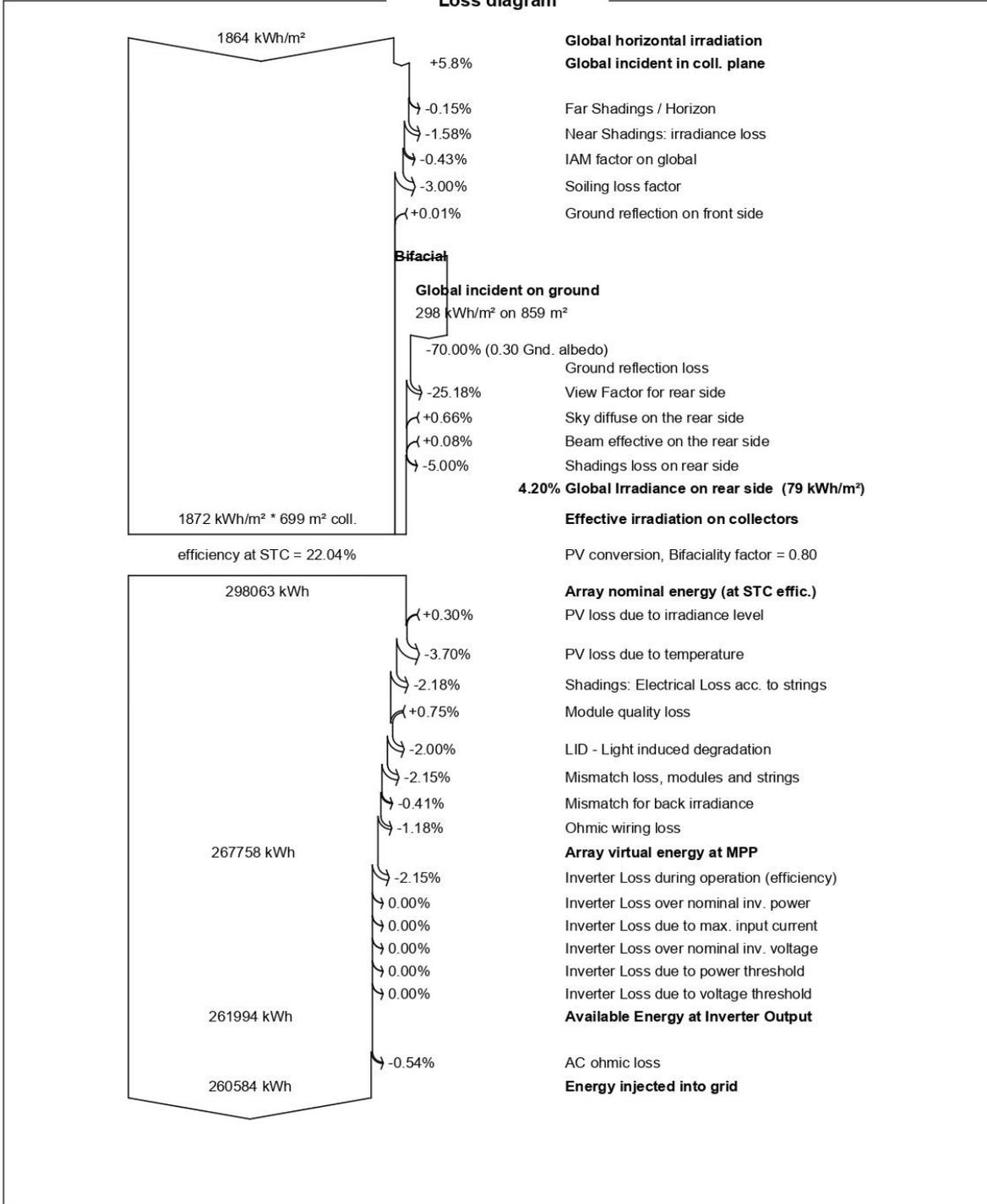
	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
<b>January</b>	78.9	32.71	6.51	92.0	84.6	12164	11879	0.838
<b>February</b>	101.0	36.17	8.03	114.1	106.7	15277	14893	0.847
<b>March</b>	161.9	52.31	11.28	174.9	166.0	24228	23608	0.876
<b>April</b>	191.4	62.95	15.99	198.5	189.9	27623	26867	0.878
<b>May</b>	213.8	71.94	18.73	215.0	206.4	30018	29196	0.881
<b>June</b>	228.1	66.47	21.47	229.3	220.1	31767	30877	0.874
<b>July</b>	244.8	59.77	24.41	246.6	236.8	33736	32791	0.863
<b>August</b>	199.3	54.84	25.52	206.4	197.8	27940	27161	0.854
<b>September</b>	162.5	49.60	22.66	173.5	165.1	23209	22568	0.844
<b>October</b>	123.1	46.69	19.40	137.3	129.0	18020	17558	0.830
<b>November</b>	86.9	33.89	14.31	100.2	92.6	12810	12486	0.808
<b>December</b>	72.1	31.88	11.17	84.6	77.4	10966	10700	0.821
<b>Year</b>	1863.9	599.22	16.67	1972.6	1872.5	267758	260584	0.857

**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 |        |   |



**Loss diagram**



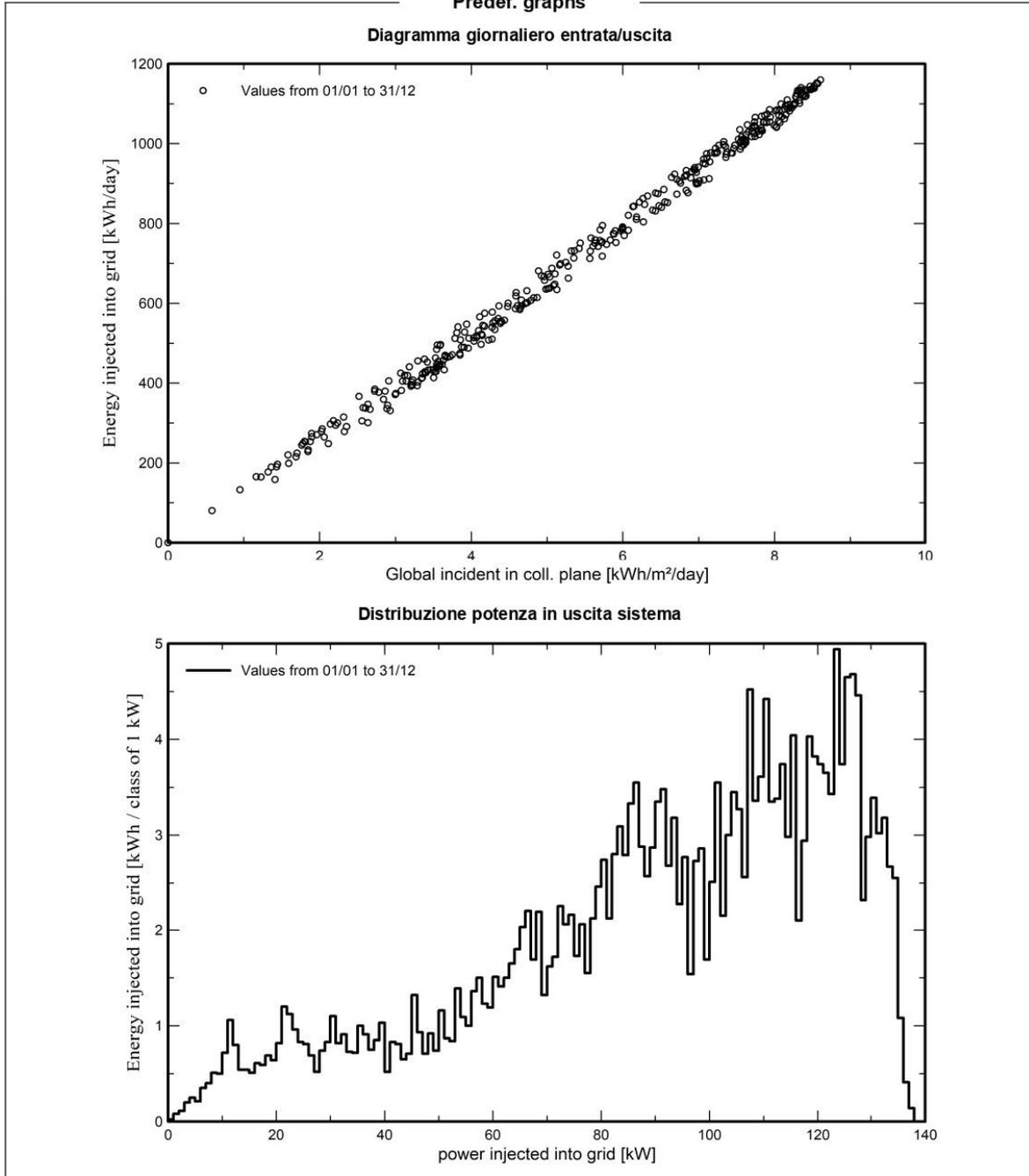


**PVsyst V7.4.0**  
VC1, Simulation date:  
03/07/23 11:13  
with v7.3.4

Project: Chiamonte Gulfi flottante  
Variant: 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni

Horizonfirm Srl (Italy)

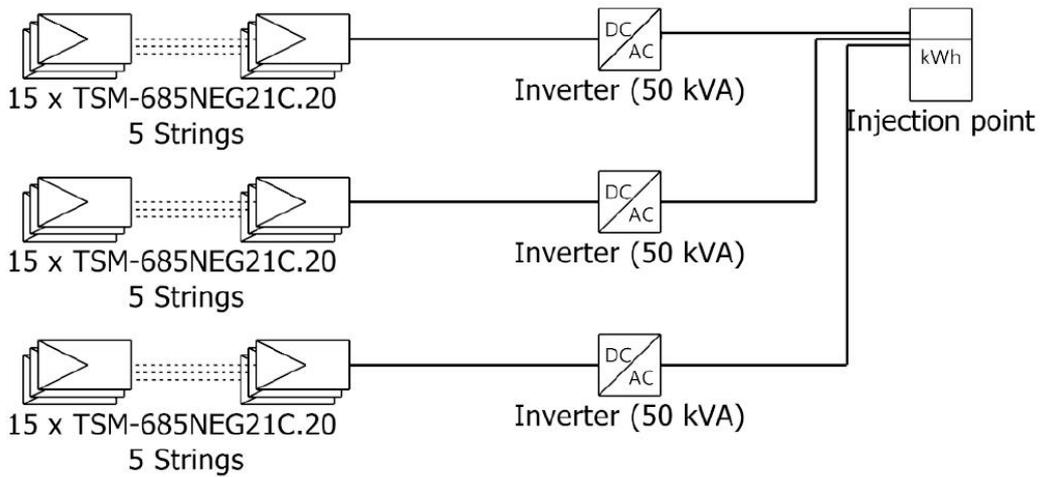
Predef. graphs





**PVsyst V7.4.0**  
VC1, Simulation date:  
03/07/23 11:13  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	TSM-685NEG21C.20
Inverter	PVS-50-TL
String	15 x TSM-685NEG21C.20

Chiaromonte Gulfi flottante		Horizonfirm Srl (Italy)
VC1 : 685 Wp -45° SO-NE Primo impianto per carichi interni		10/07/23

# PVsyst - Simulation report

## Grid-Connected System

---

Project: Chiamonte Gulfi flottante

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi agricoli

Sheds on ground

System power: 247 kWp

Roccazzo - Italia

**Autore**  
Horizonfirm Srl (Italy)

**PVsyst V7.4.0**VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4**Project: Chiamonte Gulfi flottante**Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi  
agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**Project summary**

<b>Geographical Site</b> Roccazzo Italia	<b>Situation</b> Latitude 37.07 °N Longitude 14.62 °E Altitude 276 m Time zone UTC+1	<b>Project settings</b> Albedo 0.20
<b>Meteo data</b> Roccazzo PVGIS api TMY		

**System summary**

<b>Grid-Connected System</b>	<b>Sheds on ground</b>	<b>User's needs</b>
<b>PV Field Orientation</b> Fixed plane Tilt/Azimuth 10 / -45 °	<b>Near Shadings</b> According to strings Electrical effect 100 %	Unlimited load (grid)
<b>System information</b> <b>PV Array</b> Nb. of modules 360 units Pnom total 247 kWp	<b>Inverters</b> Nb. of units 6 units Pnom total 300 kWac Pnom ratio 0.822	

**Results summary**

Produced Energy 418595 kWh/year	Specific production 1697 kWh/kWp/year	Perf. Ratio PR 86.05 %
---------------------------------	---------------------------------------	------------------------

**Table of contents**

Project and results summary	2
General parameters, PV Array Characteristics, System losses	3
Horizon definition	6
Near shading definition - Iso-shadings diagram	7
Main results	8
Loss diagram	9
Predef. graphs	10
Single-line diagram	11



**PVsyst V7.4.0**

VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

**Project: Chiaramonte Gulfi flottante**

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**General parameters**

<b>Grid-Connected System</b>		<b>Sheds on ground</b>			
<b>PV Field Orientation</b>		<b>Sheds configuration</b>		<b>Models used</b>	
<b>Orientation</b>		<b>Nb. of sheds</b>		Transposition	
Fixed plane		24 units		Perez	
Tilt/Azimuth		10 / -45 °		Diffuse	
		<b>Sizes</b>		Imported	
		Sheds spacing		Circumsolar	
		Collector width		separate	
		Ground Cov. Ratio (GCR)			
		79.0 %			
		Top inactive band			
		0.02 m			
		Bottom inactive band			
		0.02 m			
		<b>Shading limit angle</b>			
		Limit profile angle			
		33.5 °			
<b>Horizon</b>		<b>Near Shadings</b>		<b>User's needs</b>	
Average Height		According to strings		Unlimited load (grid)	
2.2 °		Electrical effect			
		100 %			
<b>Bifacial system</b>					
Model		2D Calculation			
		unlimited sheds			
<b>Bifacial model geometry</b>				<b>Bifacial model definitions</b>	
Sheds spacing		1.65 m		Ground albedo	
Sheds width		1.34 m		0.30	
Limit profile angle		33.5 °		Bifaciality factor	
GCR		81.4 %		80 %	
Height above ground		1.50 m		Rear shading factor	
				5.0 %	
				Rear mismatch loss	
				10.0 %	
				Shed transparent fraction	
				0.0 %	

**PV Array Characteristics**

<b>PV module</b>		<b>Inverter</b>	
Manufacturer	Trina Solar	Manufacturer	FIMER
Model	TSM-685NEG21C.20	Model	PVS-50-TL
(Custom parameters definition)		(Original PVsyst database)	
Unit Nom. Power	685 Wp	Unit Nom. Power	50.0 kWac
Number of PV modules	360 units	Number of inverters	6 units
Nominal (STC)	247 kWp	Total power	300 kWac
<b>Array #1 - Campo FV</b>		<b>Array #1 - Campo FV</b>	
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series	Operating voltage	300-950 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
Pmpp	38.0 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
U mpp	546 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	70 A		
<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>		<b>Array #2 - Sottocampo #2</b>	
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series	Operating voltage	300-950 V
<b>At operating cond. (50°C)</b>		Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
Pmpp	38.0 kWp	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
U mpp	546 V	Power sharing within this inverter	
I mpp	70 A		



PVsyst V7.4.0

VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

Project: Chiamonte Gulfi flottante

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**PV Array Characteristics**

<b>Array #3 - Sottocampo #3</b>			
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	38.0 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	546 V	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
I mpp	70 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
		Power sharing within this inverter	
<b>Array #4 - Sottocampo #4</b>			
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	38.0 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	546 V	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
I mpp	70 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
		Power sharing within this inverter	
<b>Array #5 - Sottocampo #5</b>			
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	38.0 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	546 V	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
I mpp	70 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
		Power sharing within this inverter	
<b>Array #6 - Sottocampo #6</b>			
Number of PV modules	60 units	Number of inverters	1 unit
Nominal (STC)	41.1 kWp	Total power	50.0 kWac
Modules	4 Strings x 15 In series		
<b>At operating cond. (50°C)</b>			
Pmpp	38.0 kWp	Operating voltage	300-950 V
U mpp	546 V	Max. power (=>30°C)	55.0 kWac
I mpp	70 A	Pnom ratio (DC:AC)	0.82
		Power sharing within this inverter	
<b>Total PV power</b>		<b>Total inverter power</b>	
Nominal (STC)	247 kWp	Total power	300 kWac
Total	360 modules	Max. power	330 kWac
Module area	1118 m <sup>2</sup>	Number of inverters	6 units
Cell area	1048 m <sup>2</sup>	Pnom ratio	0.82

**Array losses**

<b>Array Soiling Losses</b>		<b>Thermal Loss factor</b>		<b>DC wiring losses</b>	
Loss Fraction	3.0 %	Module temperature according to irradiance		Global array res.	128 mΩ
		Uc (const)	29.0 W/m <sup>2</sup> K	Global wiring resistance	21 mΩ
		Uv (wind)	0.0 W/m <sup>2</sup> K/m/s	Loss Fraction	1.5 % at STC
<b>Serie Diode Loss</b>		<b>LID - Light Induced Degradation</b>		<b>Module Quality Loss</b>	
Voltage drop	0.7 V	Loss Fraction	2.0 %	Loss Fraction	-0.8 %
Loss Fraction	0.1 % at STC				
<b>Module mismatch losses</b>		<b>Strings Mismatch loss</b>			
Loss Fraction	2.0 % at MPP	Loss Fraction	0.2 %		



**PVsyst V7.4.0**  
VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

Project: Chiamonte Gulfi flottante  
Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi  
agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**Array losses**

**IAM loss factor**

Incidence effect (IAM): User defined profile

0°	30°	50°	60°	70°	75°	80°	85°	90°
1.000	1.000	1.000	1.000	0.987	0.963	0.891	0.672	0.000

**AC wiring losses**

**Inv. output line up to injection point**

Inverter voltage 400 Vac tri  
Loss Fraction 0.12 % at STC  
**Inverter: PVS-50-TL**  
Wire section (6 Inv.) Copper 6 x 3 x 25 mm<sup>2</sup>  
Average wires length 6 m



**PVsyst V7.4.0**  
 VC2, Simulation date:  
 03/07/23 16:49  
 with v7.3.4

**Project: Chiamonte Gulfi flottante**

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**Horizon definition**

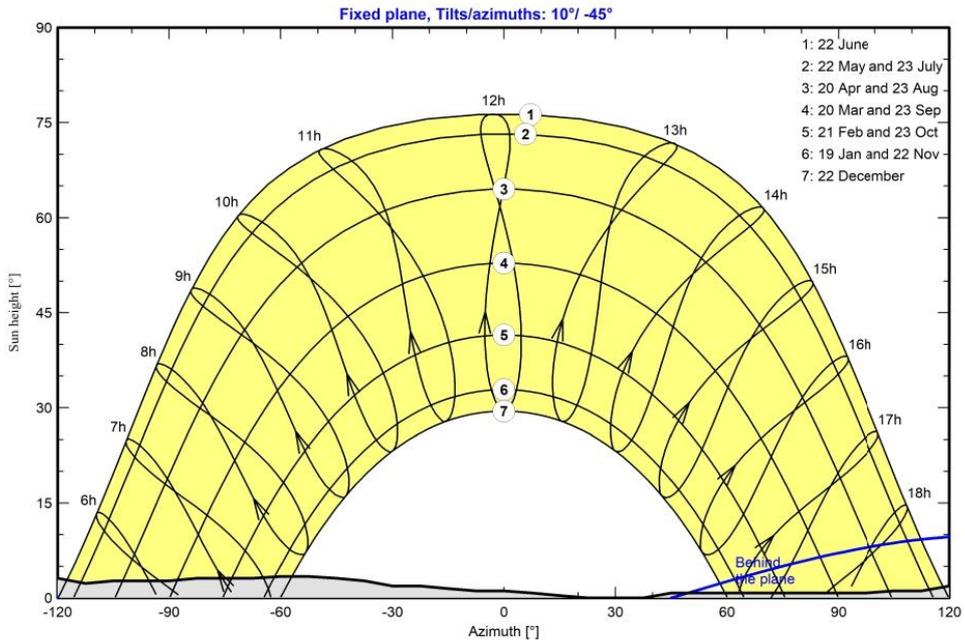
Horizon from PVGIS website API, Lat=37°4'10', Long=14°37'20', Alt=276m

Average Height	2.2 °	Albedo Factor	0.88
Diffuse Factor	0.99	Albedo Fraction	100 %

**Horizon profile**

Azimuth [°]	-180	-143	-135	-128	-120	-113	-105	-90	-83	-68	-60
Height [°]	3.8	3.8	2.3	3.1	3.1	2.3	2.7	2.7	3.1	3.1	3.4
Azimuth [°]	-53	-45	-38	-30	-23	-15	-8	0	8	15	23
Height [°]	3.4	3.1	2.7	1.9	1.9	1.5	1.1	0.8	0.8	0.4	0.0
Azimuth [°]	38	45	98	105	113	120	135	143	180		
Height [°]	0.0	0.8	0.8	1.1	1.1	1.9	1.9	3.8	3.8		

**Sun Paths (Height / Azimuth diagram)**





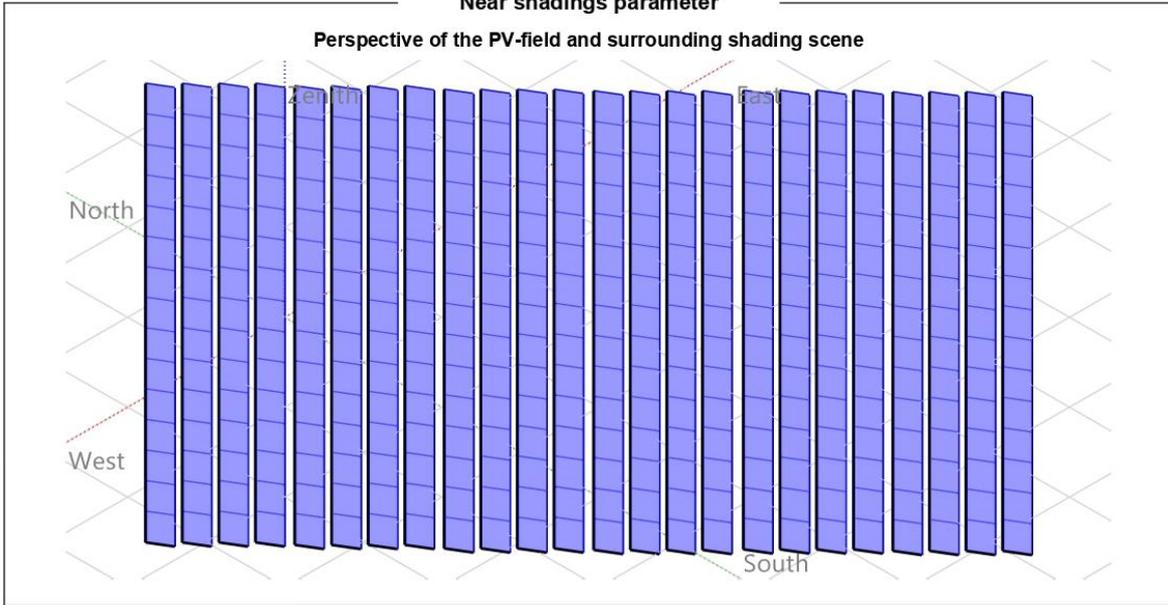
**PVsyst V7.4.0**  
VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

### Project: Chiaramonte Gulfi flottante

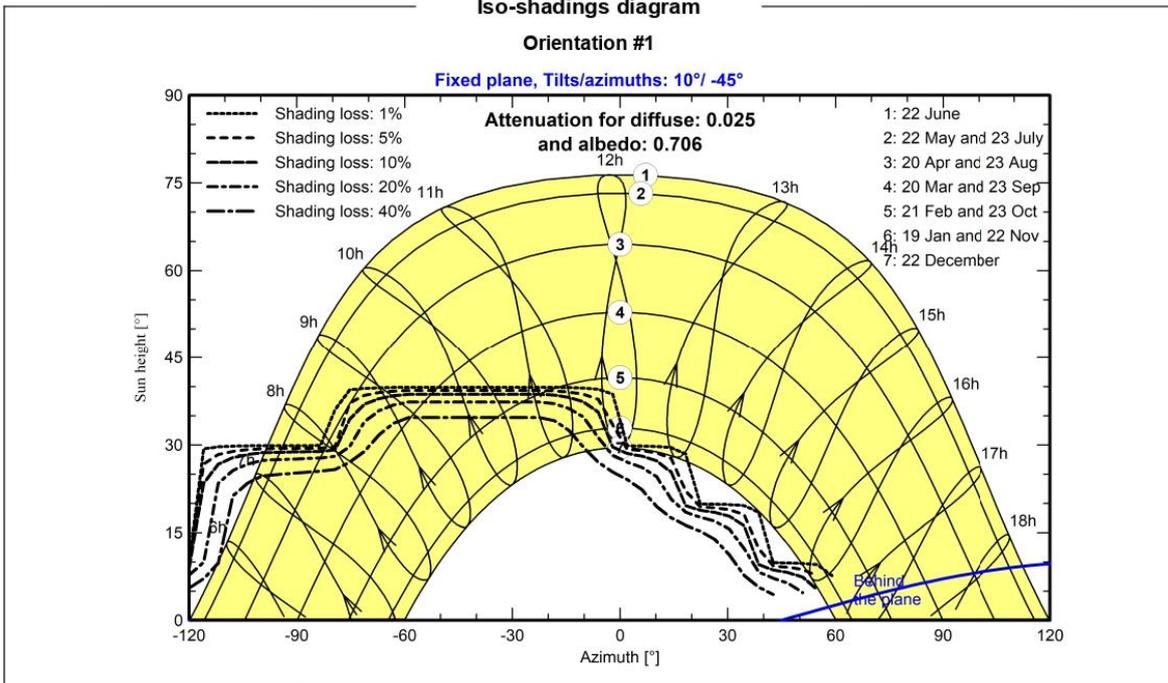
Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi  
agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

#### Near shadings parameter



#### Iso-shadings diagram





## Project: Chiaramonte Gulfi flottante

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi agricoli

PVsyst V7.4.0

VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

Horizonfirm Srl (Italy)

### Main results

#### System Production

Produced Energy

418595 kWh/year

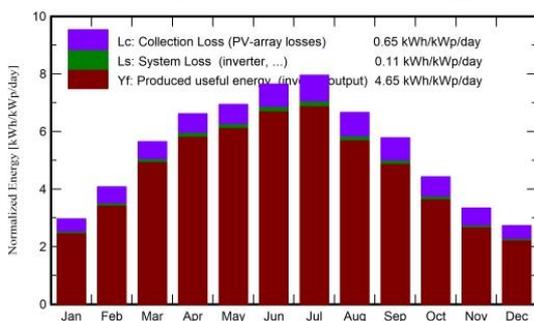
Specific production

1697 kWh/kWp/year

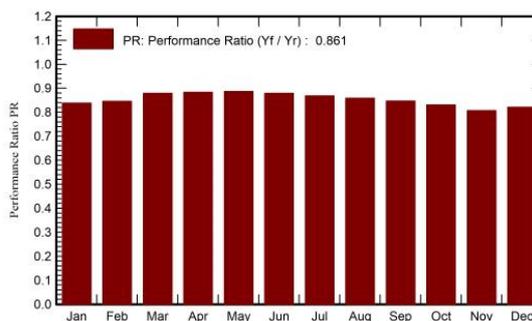
Perf. Ratio PR

86.05 %

#### Normalized productions (per installed kWp)



#### Performance Ratio PR



### Balances and main results

	GlobHor kWh/m <sup>2</sup>	DiffHor kWh/m <sup>2</sup>	T_Amb °C	GlobInc kWh/m <sup>2</sup>	GlobEff kWh/m <sup>2</sup>	EArray kWh	E_Grid kWh	PR ratio
January	78.9	32.71	6.51	92.0	84.5	19431	19017	0.838
February	101.0	36.17	8.03	114.1	106.6	24344	23809	0.846
March	161.9	52.31	11.28	174.9	166.0	38744	37934	0.879
April	191.4	62.95	15.99	198.5	189.8	44220	43228	0.883
May	213.8	71.94	18.73	215.0	206.4	48048	46981	0.886
June	228.1	66.47	21.47	229.3	220.0	50873	49716	0.879
July	244.8	59.77	24.41	246.6	236.8	54015	52796	0.868
August	199.3	54.84	25.52	206.4	197.7	44738	43712	0.859
September	162.5	49.60	22.66	173.5	165.1	37105	36244	0.847
October	123.1	46.69	19.40	137.3	128.9	28750	28114	0.831
November	86.9	33.89	14.31	100.2	92.5	20412	19932	0.806
December	72.1	31.88	11.17	84.6	77.2	17514	17112	0.821
Year	1863.9	599.22	16.67	1972.6	1871.6	428194	418595	0.861

#### 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		

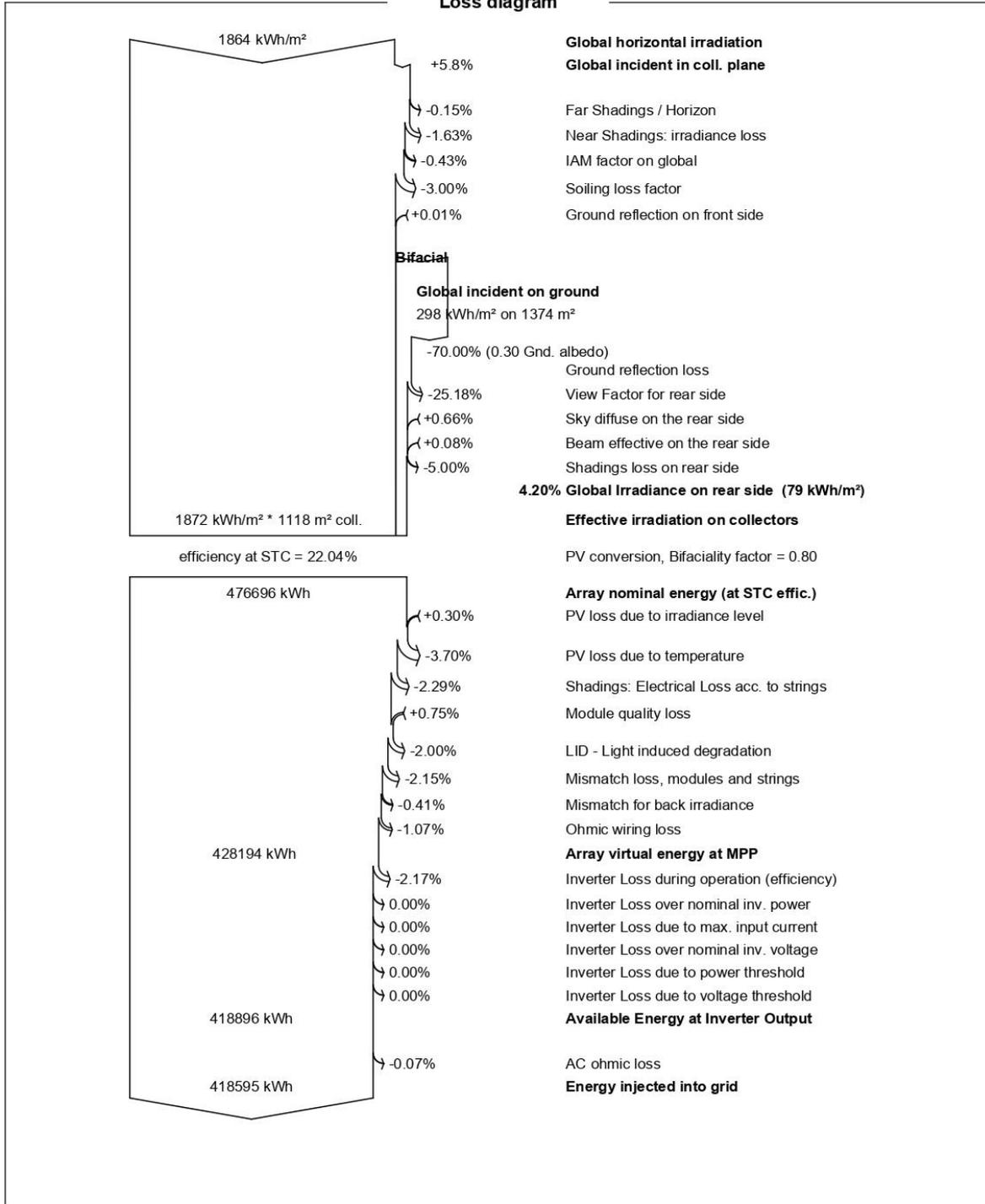


**PVsyst V7.4.0**  
 VC2, Simulation date:  
 03/07/23 16:49  
 with v7.3.4

Project: Chiamonte Gulfi flottante  
 Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi  
 agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

**Loss diagram**





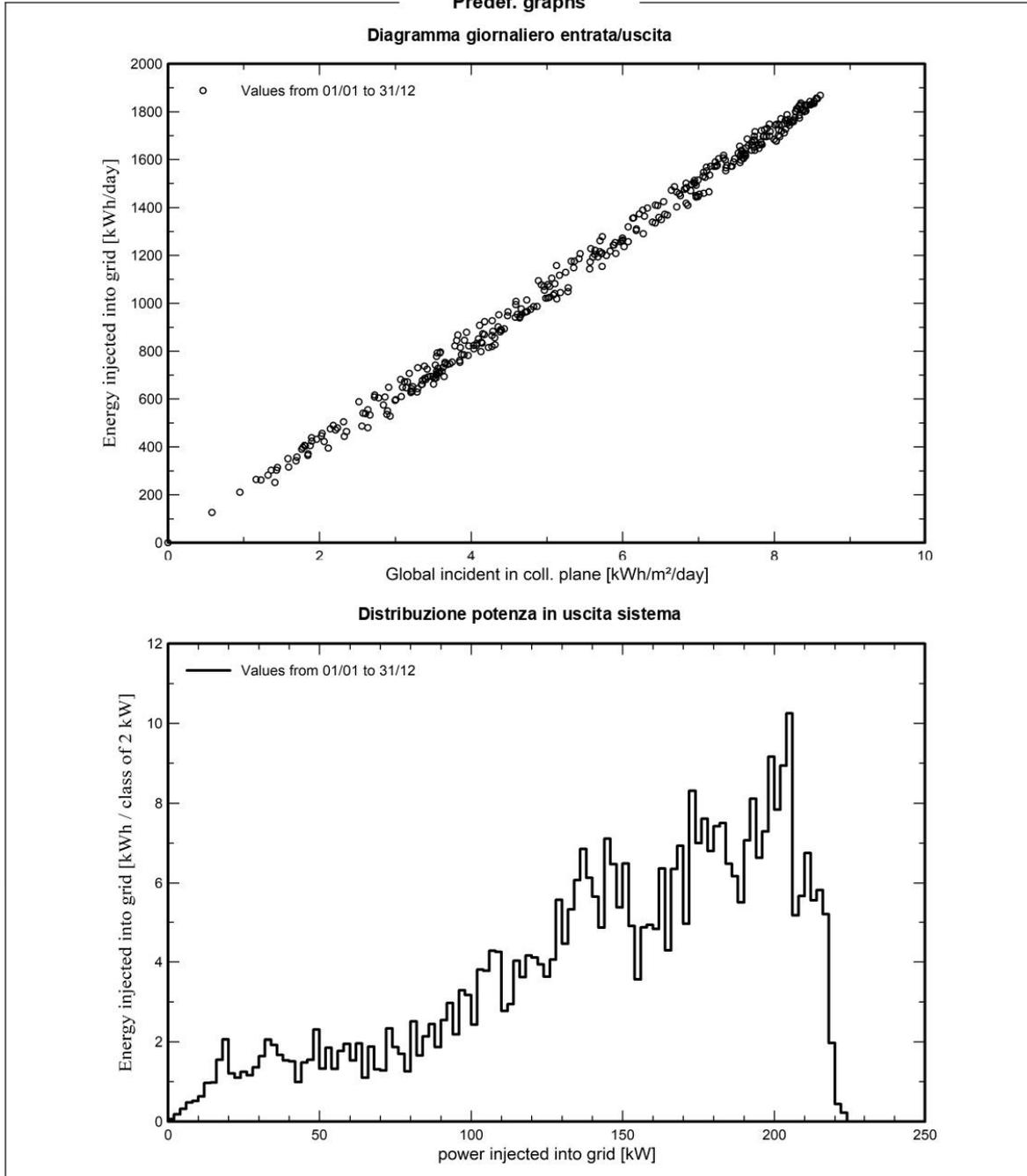
**PVsyst V7.4.0**  
VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

### Project: Chiamonte Gulfi flottante

Variant: 685 Wp -45° SO-NE Ampliamento impianto post conversione mezzi  
agricoli

Horizonfirm Srl (Italy)

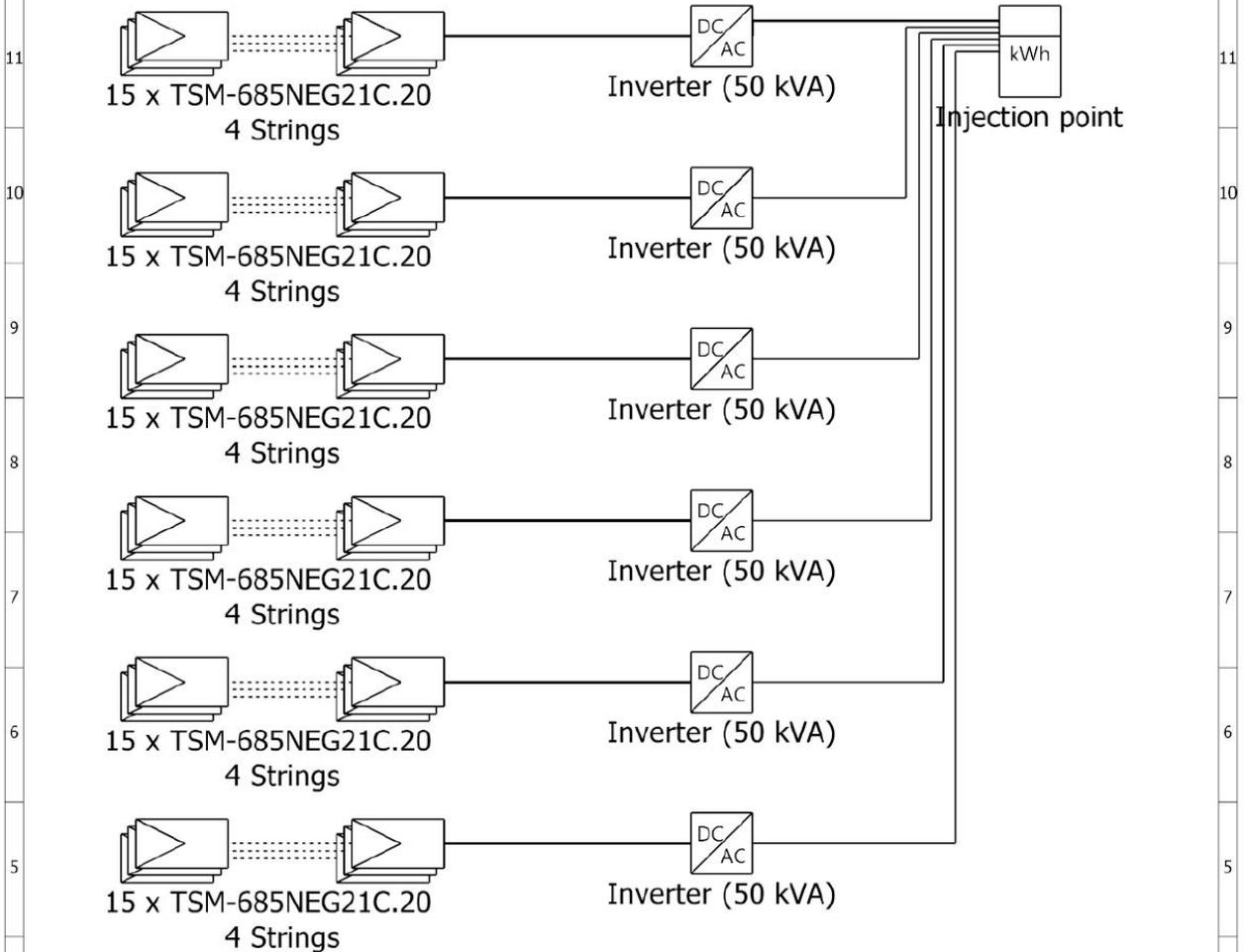
#### Predef. graphs





**PVsyst V7.4.0**  
VC2, Simulation date:  
03/07/23 16:49  
with v7.3.4

# Single-line diagram



PV module	TSM-685NEG21C.20
Inverter	PVS-50-TL
String	15 x TSM-685NEG21C.20

Chiaromonte Gulfi flottante		Horizonfirm Srl (Italy)
VC2 : 685 Wp -45° SO-NE Ampliament o impianto post conversione mezzi agri		10/07/23