

PROGETTO DEFINITIVO PER LA REALIZZAZIONE DI UN IMPIANTO ECOVOLTAICO

DELLA POTENZA PARI A 144.21 MWp

Comune di Sassari (SS)

Loc. "Giuanne Abbas" e "Elighe longu"

Autorizzazione Unica
(art.12 D.lgs 387/2003 e s.m.i.)

Oggetto:

**5.01.43-AMB-Screening tecnologico preliminare,
progettazione preliminare di impianto e rapporto sul
rendimento energetico**

Proponente:



SIGMA ARIETE S.R.L.

Via Mercato n.3, MILANO (MI), 20121

P.I. 11467070964

REA MI - 2604780

PEC sigmaariete@legalmail.it

*Progetto sviluppato da Regener8 Power per
Canadian Solar*



<https://regener8power.com/>

The Surrey Technology Centre,

The Surrey Research Park, Guildford, Surrey,

England, GU2 7YG

Progettista :

Adriano Satta

Co-CEO in Regener8Power LTD

Tel: +44 7972 336247

Email: adriano@regener8power.com

Rev. N.	Data	Descrizione modifiche	Redatto da	Rivisto da	Approvato da
00	05/11/2021	Prima Emissione	Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems	A. Satta	A.Satta

Fase progetto: **Definitivo**

Formato elaborato: **A4**

Nome File: **5.01.43-AMB-Screening tecnologico preliminare, progettazione
preliminare di impianto e rapporto sul rendimento energetico**

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME, ISE

Screening tecnologico preliminare, progettazione preliminare di impianto e rapporto sul rendimento energetico

Fornito a:

Regener8 Power Limited
The Surrey Technology Centre, The Surrey Research Park
Guildford, Surrey, GU2 7YG, United Kingdom

Fornito da:

Fraunhofer Institute for Solar Energy Systems, ISE
Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany
Tel: +49 (0) 761 / 4588 5789
Fax: +49 (0) 761 / 4588 9471
Email: brendon.bingwa@ise.fraunhofer.de
frederik.schoenberger@ise.fraunhofer.de
erion.bousi@ise.fraunhofer.de
julia.riedelsheimer@ise.fraunhofer.de
karim.fahmy@ise.fraunhofer.de

1 Introduzione

Il documento presenta i risultati delle simulazioni del rendimento energetico e della disponibilità di luce, così come l'analisi economica aggiornata, basata sui layout finali forniti.

Le raccomandazioni preliminari sono state presentate a Regener8 Power Limited attraverso il rapporto di analisi tecnico-economica preliminare. Queste raccomandazioni sono state il risultato di incontri e scambi tra Fraunhofer ISE, Regener8 Power Limited, LW Circus e Baracco & Wright Architects. Le raccomandazioni preliminari sono state successivamente valutate da Regener8 Power Limited in collaborazione con la società EPC Stantec, e le decisioni finali riguardanti il design e la selezione del sistema sono state prese e fornite a Fraunhofer ISE. Sulla base delle specifiche tecniche fornite, Fraunhofer ISE ha condotto delle simulazioni luminose per quanto riguarda la resa elettrica e la disponibilità di luce a livello della coltura. Inoltre, l'analisi economica è stata aggiornata applicando i parametri attuali del sistema.

Inizialmente, vengono presentati i parametri utilizzati per l'analisi economica e, in seguito, vengono presentati il design, la resa elettrica, la disponibilità di luce e la performance economica per ogni tipo di sistema.

Per la progettazione ottimale di ogni impianto, devono essere considerati diversi parametri, al fine di servire l'uso agricolo e l'equilibrio ecologico, pur mantenendo un design architettonico unico, completamente integrato nel paesaggio. Allo stesso tempo, la redditività economica dell'intero progetto deve essere mantenuta. Di conseguenza, si sono dovuti prendere diversi compromessi.

Ognuna delle aree presentate nella figura 1.1, ha un diverso uso agricolo, ecologico e sociale, con il risultato di una varietà di sistemi, piuttosto che uno universale. Questa è l'idea principale dell'agrivoltaico, che il sistema solare è adattato alle esigenze della pianta piuttosto che il contrario. Come presentato nella tabella 1, per tutte le aree viene già selezionato un tipo di sistema, ottenendo un totale di quattro diversi design di sistema. Le selezioni del sistema includono sistemi fotovoltaici commerciali (GM-PV) con una migliore impronta ecologica e tre diversi sistemi agrivoltaici; overhead dynamic, overhead static e dinamico interspaziale. La differenza tra i sistemi sopraelevati e quelli interspaziali è l'altezza libera. Secondo la norma preliminare tedesca di recente pubblicazione DIN SPEC 91434 (DIN 2021) i sistemi aerei hanno un'altezza libera di almeno 2,1 m, mentre il fotovoltaico interspazio è inferiore a 2,1 m.

Tabella 1.1 Elenco delle aree e del loro sistema corrispondente

Tipo di sistema	Nome dell'area
GM-PV (Ground Monted PV fisso)	N2
	N3
	E1
	E2_1
	E3_1
	E9
	S1
	S2
Overhead Dynamic (Sistema sopraelevato tracker)	N1
	E4
	E5
	E7
	E8
E10	
Overhead Static (Sistema sopraelevato fisso)	E6
GM-PV tracker (Ground Monted PV tracker)	E2_2
	E3_2
	W1
	W2
W3	

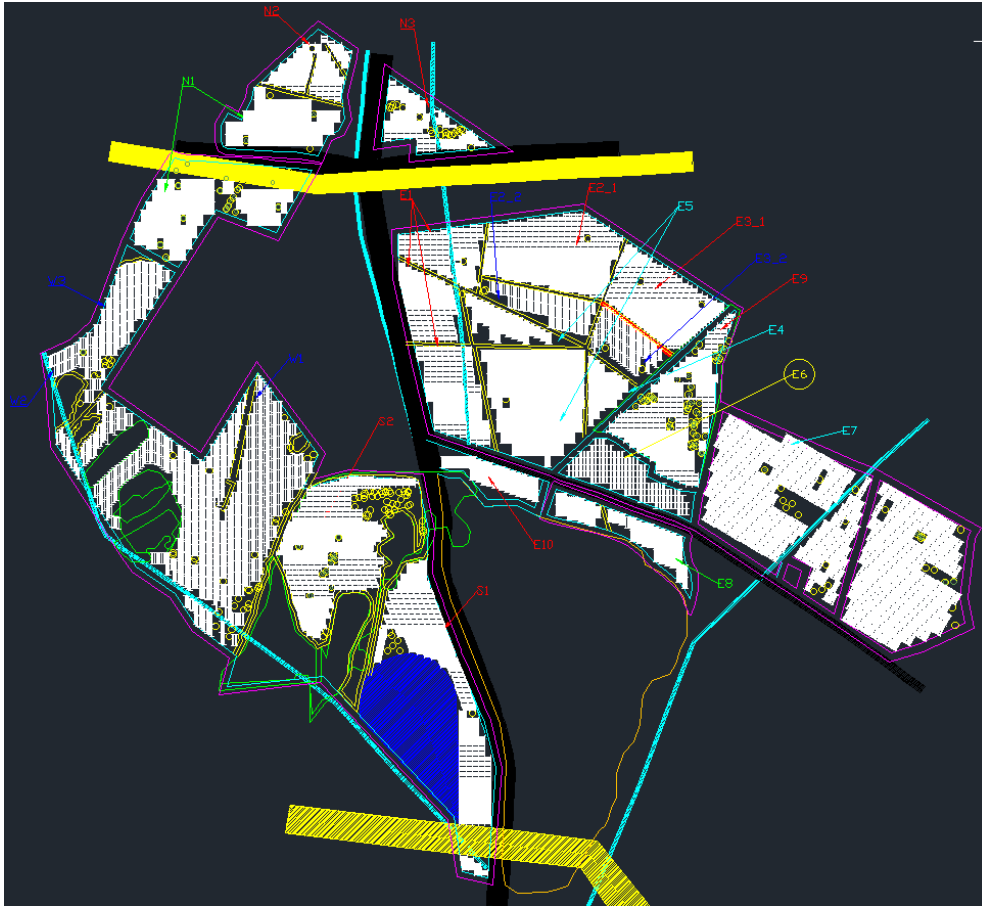


Figura 1.1: Vista aerea del sito del progetto come estratto dal file DWG di ©Stantec

2 Analisi economica preliminare - Strato fotovoltaico

I progetti agrivoltaici sono valutati da un punto di vista economico per fornire una solida base decisionale per ulteriori specifiche di sistema. Rispetto al precedente rapporto preliminare, l'analisi economica è aggiornata con ulteriori informazioni specifiche del progetto di Regener8 Power Limited.

Sulla base delle indicazioni di costo fornite da Regner8 Power Limited, sono stati implementati i seguenti adattamenti. Per lo sviluppo del progetto e la connessione alla rete, è stato trovato che gli effetti di scala dovuti alla dimensione relativamente grande del progetto diminuiscono il costo presunto come descritto nell'analisi economica precedentemente condotta.

	GM-PV	Overhead Static	Overhead Dynamic	Interspaced Dynamic
Low Cost	LC1	LC3	LC4	LC5
Medium Cost	MC1	MC3	MC4	MC5
High Cost	HC1	HC3	HC4	HC5

Gli scenari preliminari di costo includono sistemi statici e cingolati sopraelevati con una distanza verticale massima di 5 m, e sistemi statici e cingolati montati a terra con distanze dal midollo di 8 e 7,5 m rispettivamente. È importante menzionare che ulteriori aumenti dell'altezza del sistema comporteranno un aumento esponenziale del costo della struttura di supporto. Questo è dovuto ai requisiti ingegneristici previsti relativi al carico del vento e ad altri fattori di stress meccanico. Per l'implementazione di sistemi con una distanza verticale di 5 m e oltre, un'opzione economicamente più fattibile per la struttura di supporto può essere realizzata con cavi tesi. Per una visione dei possibili approcci di soluzione, si prega di confrontare le informazioni fornite sulla struttura di supporto e sulle aziende collegate alle fondazioni.

In generale, il design e la scelta delle sottostrutture offrono il maggior potenziale di risparmio. Le ipotesi di questa analisi economica sono piuttosto conservative. Considerando i lotti considerevoli per quanto riguarda la sottostruttura e i moduli FV, che sono necessari per la realizzazione di questo progetto, l'efficienza economica del progetto può essere ulteriormente migliorata.

Secondo l'attuale progresso del progetto, il reddito dallo strato agricolo non è stato ancora preso in considerazione. Per considerare approssimativamente il fatturato agricolo nell'analisi economica, le singole colture e le relative aree devono essere decise definitivamente. Riguardo a questo, i prezzi di mercato usuali per le piante che sono pianificate per essere coltivate sono già stati richiesti agli esperti agricoli nel progetto.

L'analisi economica dello strato fotovoltaico si basa sui seguenti parametri:

WACC	3,7%
PV WACC	2,5%
Degradazione PV per anno	0,5%
FIT [EUR/MWh]	60,00
Durata di vita [anni]	20

Tabella 2. Parametri assunti per l'analisi economica

3 Valutazione del design del sistema

Nel presente capitolo, ciascuno dei diversi sistemi è riportato e analizzato per quanto riguarda le sue prestazioni tecno-economiche e la disponibilità di luce per le colture. Per ogni sistema:

- Vengono presentati i parametri di progettazione finali selezionati.
- La luce che raggiunge il lato anteriore e posteriore dei moduli viene modellata e viene calcolata la produzione di elettricità prevista.
- La luce che raggiunge le piante è anche modellata, e i tassi medi di ombreggiamento sono calcolati per ogni mese.
- Il rendimento economico del sistema viene analizzato e valutato.

I moduli utilizzati in tutti i sistemi sono i moduli bifacciali della Canadian Solar (CSI) come suggerito da Regener8 (Tabella 3.1). I moduli appartengono all'ultima generazione con un'efficienza molto alta del 21,10%, una delle più alte attualmente disponibili sul mercato (VDMA 2021). Si tratta di celle solari Passivated Emitter and Rear Cell (PERC), che attualmente dominano il mercato (VDMA 2021). Il suo fattore di bifaccialità del 70% è il valore tipico dei moduli di tipo P (PI Photovoltaik-Institut Berlin AG 2019). Inoltre, la topologia della cella tagliata a metà migliora le prestazioni e la durata del modulo e allo stesso tempo riduce le perdite di resistività. (Max Mittag et al. 2020).

Tabella 3.1 Caratteristiche principali del modulo selezionato, basato sul datasheet fornito da Regener8

Nome del modulo	BiHiKu7 Mono PERC
Produttore di moduli	Canadian Solar
Potenza nominale (STC)	655 Wp
Efficienza	21.10 %
Fattore di bifaccialità	70 %
Coefficiente di temperatura	0.05 %/°C
Numero di celle	132 [2 X (11X6)]
Tipo di cellule	Mono - PERC - HalfCut
Dimensione	2384 mm X 1305 mm X 35 mm
Peso	39,4 kg

Le simulazioni di luce sono basate sullo strumento 'APyV', sviluppato da Fraunhofer ISE specificamente per i sistemi agrovoltai. Lo strumento è basato sul motore di raytracing all'indietro di Radiance, che è altamente convalidato da decenni in una serie di applicazioni (Ward e Shakespeare 1998). Lo strumento permette il calcolo esatto della luce che raggiunge il lato anteriore e posteriore dei moduli così come a livello della coltura. Di conseguenza, è possibile una simulazione accurata dei guadagni bifacciali. Ancora più importante, la luce disponibile per la fotosintesi può essere calcolata con un'alta risoluzione spaziale. La disponibilità di luce è riportata attraverso mappe di calore, che mostrano in kWh/m², la luce giornaliera che raggiunge il suolo. Inoltre, per ogni caso vengono calcolati i tassi medi di ombreggiamento giornaliero. Il tasso di ombreggiamento è la riduzione relativa della luce che raggiunge le colture (I_{crop}), rispetto all'irradiazione del cielo in entrata senza ostacoli (I_{sky}) (vedi equazione 3.1). Il tasso di ombreggiamento è una metrica molto

comune per la valutazione della disponibilità di luce nei sistemi agro-voltaici (Fraunhofer ISE 2020).

$$\text{Shading Rate (\%)} = \frac{I_{sky} - I_{crop}}{I_{sky}} * 100\% \quad (3.1)$$

3.1 GM-PV

In un certo numero di aree la coltivazione di varie leguminose è prevista nel piano regolatore. Queste piante possono crescere in condizioni di ombra e allo stesso tempo non richiedono macchine agricole, permettendo l'installazione dei più economici sistemi GM-PV. Inoltre, il pascolo delle pecore è previsto su queste aree. La progettazione dei sistemi mira a massimizzare la resa energetica, ridurre i costi e, allo stesso tempo, sostenere l'equilibrio ecologico della zona e permettere la continuazione del pascolo.

3.1.1 Parametri di progettazione

Come mostra la figura 3.1, in totale 8 aree sono coperte da un sistema GM-PV (N2,N3,E1,E2_1,E3_1, E9, S1, S2). I moduli sono orientati verso sud in una formazione a 2x-portrait (Figura 3.2), permettendo di massimizzare la resa elettrica. Inoltre, la selezione di leguminose resistenti all'ombra, evita la necessità di orientare il sistema verso ovest, per aumentare l'omogeneità della luce.

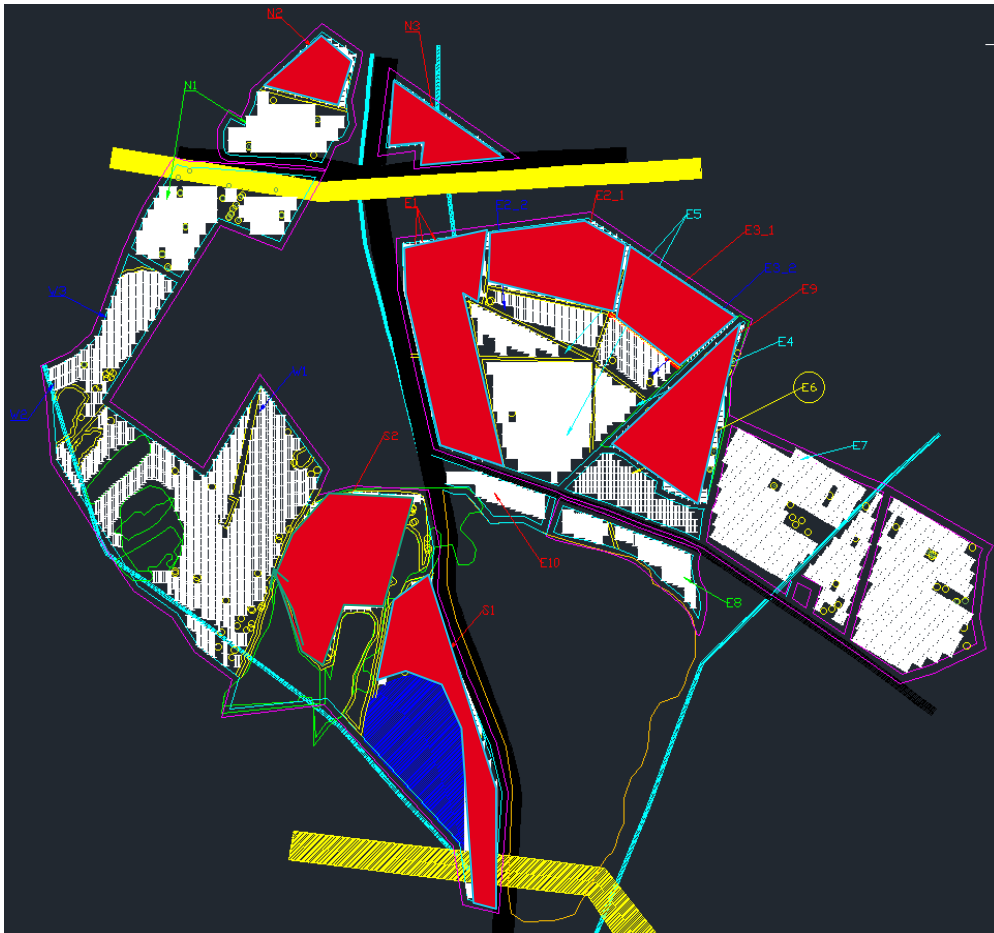


Figura 3.1 Aree con GM-PV. Modificato da © Stantec

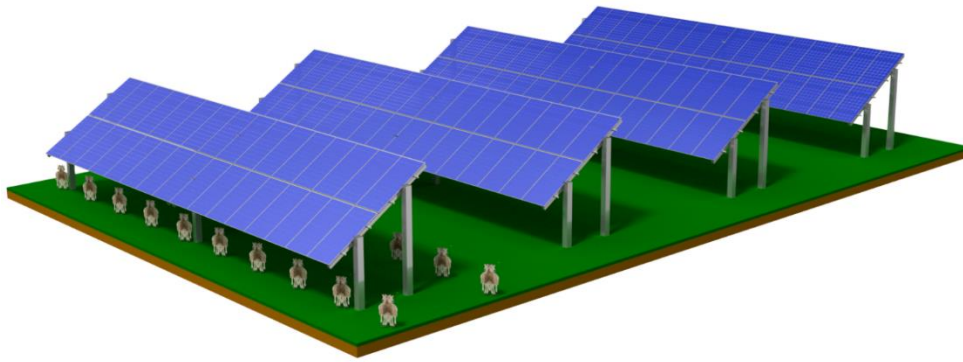


Figura 3.2 Illustrazione 3D del sistema GM-PV © Fraunhofer ISE

La figura 3.3 illustra i principali parametri tecnici selezionati:

- L'altezza libera di 1,5 m permette alle pecore di passare con sicurezza sotto i moduli. Inoltre, l'altezza maggiore aumenta l'irradiazione sulla superficie posteriore dei moduli, migliorando i guadagni bifacciali.
- La proposta di Santec per un passo di 8 m è stata mantenuta, risultando in un Ground Cover Ratio (GCR) del 59,6%. L'alto GCR risulta in un'alta capacità installata specifica per ettaro, che favorisce l'aumento della capacità totale, migliorando il rendimento dell'investimento del sistema.
- L'inclinazione di 33 gradi è stata scelta per massimizzare l'irradiazione ricevuta dai moduli.

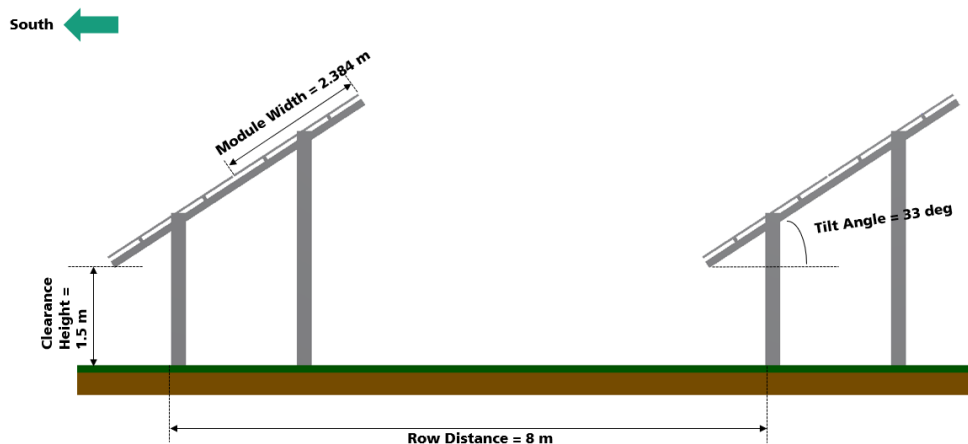


Figura 3.3 Illustrazione delle principali dimensioni del sistema GM-PV © Fraunhofer ISE

3.1.2 Analisi del rendimento elettrico

Le principali caratteristiche tecniche dei sistemi GM-PV sono fornite per ogni area nella tabella 3.2. In totale i sistemi GM-PV sono $69,4 \text{ MWp}^1$. Sulla base dello strumento di

¹ La capacità installata è stata calcolata da Santec.

simulazione raytracing del Fraunhofer ISE, è stata simulata l'irradiazione ricevuta sulla parte anteriore e posteriore del piano ed è stato stimato il rendimento elettrico risultante. La tabella 3.2 fornisce i valori annuali, mentre nella figura 3.4 sono forniti i valori mensili dell'irradiazione sul piano e dei rendimenti FV, per entrambi i lati del modulo. L'uso di moduli bifacciali aumenta sostanzialmente l'elettricità prodotta, risultando in un guadagno annuale bifacciale del 7%.

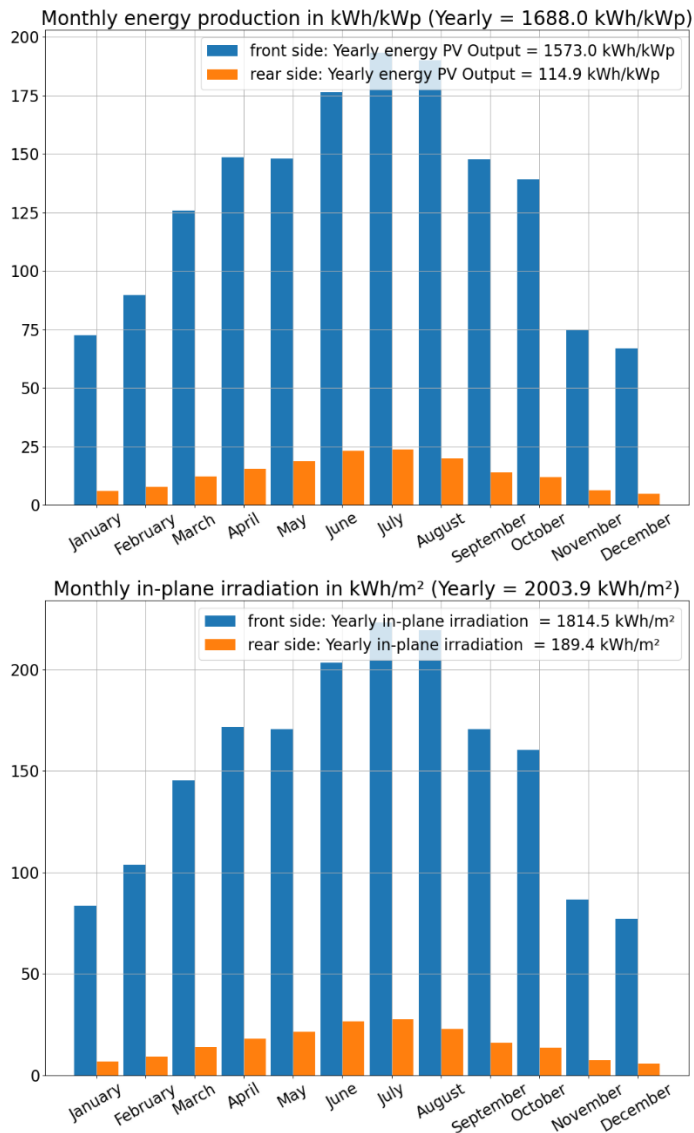


Figura 3.4 Produzione mensile di energia (sopra) e irradiazione sul piano (sotto), per il lato anteriore e posteriore dei moduli.

3.1.3 Analisi della disponibilità della luce

Come mostra la figura 3.5, il tasso di ombreggiamento medio annuo è del 38,2%. L'evoluzione annuale mostra che la posizione del sole gioca un ruolo importante nel tasso di ombreggiamento risultante per il sistema GM-PV orientato a sud. Di conseguenza, durante il periodo invernale e autunnale il tasso di ombreggiamento medio è del 43,8%, mentre durante la primavera e l'estate è più del 10% inferiore (32,7%).

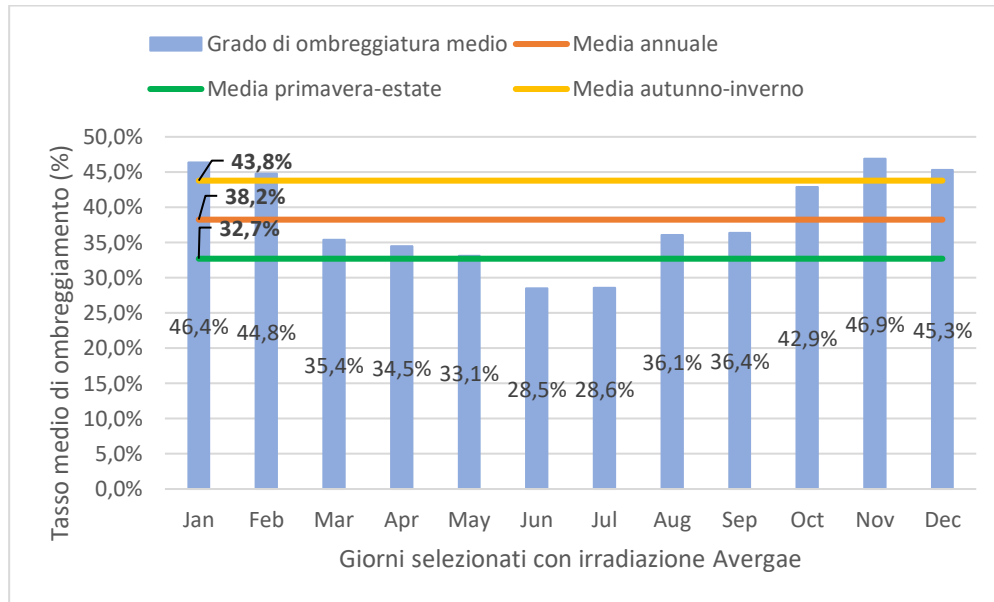


Figura 3.5 Tassi medi di ombreggiamento per alcuni giorni medi selezionati

Per quanto riguarda la distribuzione spaziale dell'irradiazione ricevuta dalle piante, la figura 3.6 dimostra che la minore irradiazione viene ricevuta nella zona sottostante e leggermente dietro i moduli. Nella figura 3.6 l'irraggiamento ricevuto è dato in kWh/m²/giorno, come modellato da una griglia di sensori situati a livello del suolo. Attualmente è presentato solo il mese di giugno, mentre il resto dei mesi sarà inviato in un file zip separato. A seconda dello sviluppo stagionale delle colture, diversi mesi possono rivelarsi cruciali. Inoltre, le mappe termiche mostrano che ci sono strisce di alta irradiazione solare in mezzo ai filari, che possono essere utilizzate da piante meno tolleranti all'ombra, per aumentare l'equilibrio ecologico complessivo.

Date (MM DD): 06 25, daytype: average, mean shading degree: 28.5, cumulative irradiation in kWh/m²

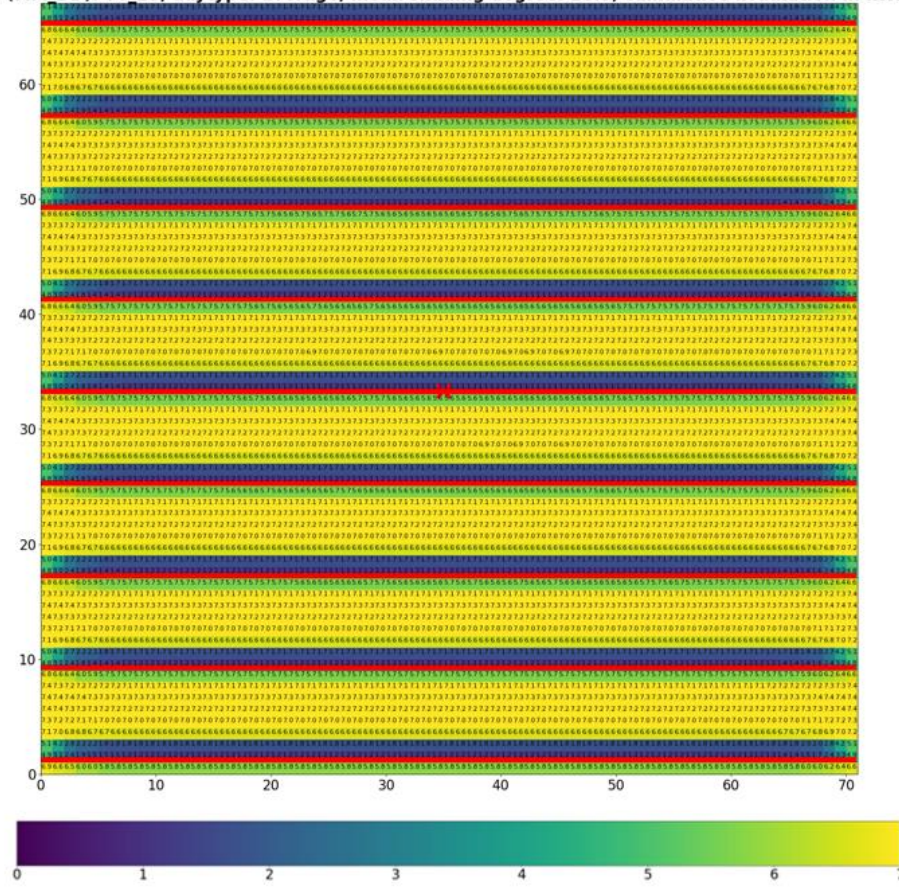


Figura 3.6 Heatmap dell'irradiazione giornaliera ricevuta in kWh/m² per il giorno medio di giugno. Le linee rosse rappresentano la posizione centrale del modulo.

3.1.4 Analisi economica

Per le aree N2 N3, E1, E2_1, E3_1, E9, S1 e S2 si applica lo scenario economico MC1 per i sistemi GM-PV (vedi panoramica sugli scenari di costo nell'appendice).

L'installazione di sistemi convenzionali a terra è economicamente conveniente e compensa i costi aggiuntivi dei sistemi fotovoltaici sopraelevati nel business case complessivo.

Al fine di rendere giustizia al carattere sostenibile del progetto, si deve garantire nel corso successivo del progetto che le aree con spazio aperto fotovoltaico convenzionale assumano anche compiti per il ripristino del suolo o misure per il miglioramento della biodiversità.

A causa della standardizzazione dei parametri di input dei sistemi (azimut del modulo, angoli d'inclinazione, altezza libera, tipo di modulo, ecc.), viene condotta e presentata una sola valutazione economica per tutti i sistemi GM-PV. Come si può vedere dalla panoramica, i sistemi convenzionali montati a terra con un orientamento a sud si comportano bene sul sito.

Sistema	VAN [EUR]	Entrate [EUR/20 anni]	Spese [EUR/20yr]	Rendimento FV [kWh/20yr]	LCOE [EUR/kWh]
GM-PV (fisso)	36.351.719	93.708.595	57.356.876	1.745.950.448	0,03285

3.2 Overhead Dynamic

Uno dei sistemi agrivoltaici più diffusi sono i sistemi dinamici aerei. Già in Francia, la maggior parte dei nuovi sistemi fotovoltaici installati hanno un meccanismo di inseguimento, che ha il grande vantaggio del controllo dinamico della disponibilità di luce. I moduli quando inseguono il sole possono produrre più energia dei sistemi statici, mentre in base alle esigenze delle colture, possono essere sviluppati meccanismi di inseguimento personalizzati. In questo modo più luce può essere disponibile per le piante durante i periodi critici, come la fase di crescita. Soprattutto a Sassari, l'alto livello di irradiazione solare depone a favore dei sistemi di inseguimento. Il sistema di inseguimento più comunemente applicato sono i sistemi di inseguimento a singolo asse, che seguono il movimento Est-Ovest del sole, con un aumento dei sistemi applicati a livello globale (Kopecek e Libal 2021).

3.2.1 Parametri di progettazione

Il sistema overhead dynamic sarà applicato in sei aree N1, E4, E5, E7, E8 e E10 (Figura 3.7). Il concetto di piantagione è un giardino condiviso con varie piante coltivate sotto il sistema. L'altezza del mozzo di 4,805 m è sufficiente per permettere la coltivazione senza ostacoli delle aree. Inoltre, la coltivazione dell'area può essere fatta con appropriate macchine agricole a bassa altezza. Se l'angolo di rotazione massimo del meccanismo di tracciamento è di 60 gradi, allora data la larghezza del modulo di 1,305 m, è disponibile un'altezza libera di 3,7 m. Questo significa che gli alberi nani fino a ~ 3,2 m possono essere coltivati nell'area. Si raccomanda una distanza di sicurezza di 0,5 m tra i moduli e l'altezza superiore dell'albero.

La distanza da fila a fila è stata scelta 6 m (Figura 3.10), che corrisponde a un rapporto di ombreggiamento del 43,5%. Per aree ad alta irradiazione come la Sardegna questo valore è considerato appropriato. La grande varietà di colture e alberi previsti per la coltivazione nelle aree rende difficile progettare un unico sistema adatto ad ogni specie, basato sui loro punti di saturazione della luce fotosintetica. Come illustra la Figura 3.9, i pilastri possono

essere installati ogni due file di moduli fotovoltaici, consentendo un totale di 12 m di spazio per il lavoro delle macchine agricole sull'area.

È stata scelta la formazione orizzontale dei moduli, per utilizzare la stessa altezza del mozzo di 4,8 m, ma consentire una maggiore distanza dal bordo inferiore dei moduli fotovoltaici. Se fosse stata scelta una formazione verticale, l'altezza libera sarebbe stata di quasi un metro in meno, non permettendo la coltivazione di colture più alte di 2,5 metri. Nel caso del ritratto, per ottenere la stessa altezza libera, si deve scegliere un'altezza del mozzo maggiore, il che aumenta notevolmente il consumo di acciaio. Inoltre, la minore larghezza del modulo roe nel caso del paesaggio, può permettere una maggiore omogeneità della luce. Questo può rivelarsi vantaggioso per i sistemi di inseguimento, che innescano disomogeneità di luce più elevate rispetto al caso statico.

Nella maggior parte delle zone i moduli sono inseguiti dal sole su un orientamento Est-Ovest, con l'asse di inseguimento su una direzione Nord-Sud (caso N-S). L'asse di inseguimento N-S è raccomandato in quanto può fornire una generazione elettrica ottimale e una maggiore omogeneità della luce. Tuttavia, nell'area all'estremo ovest E7, l'asse di rotazione ha una deviazione di 30 gradi da Sud, ed è diretto in un orientamento NE-SW (Figura 3.9). L'orientamento risulta che l'asse di rotazione è perpendicolare alla strada che si trova a sud dell'area. Con il design selezionato l'impatto visivo è ridotto, mentre l'area è utilizzata più efficacemente dal punto di vista spaziale.

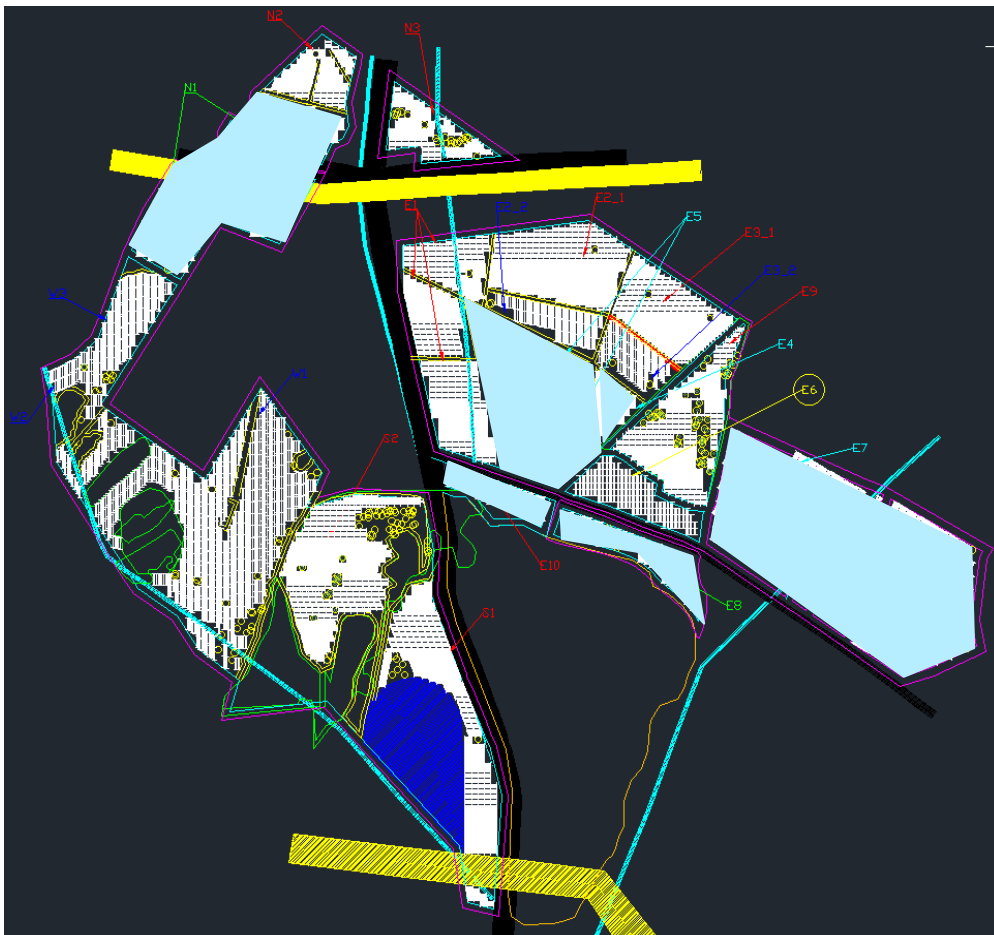


Figura 3.7 Aree con impianto fotovoltaico overhead dynamic. Modificato da ©Stantec.

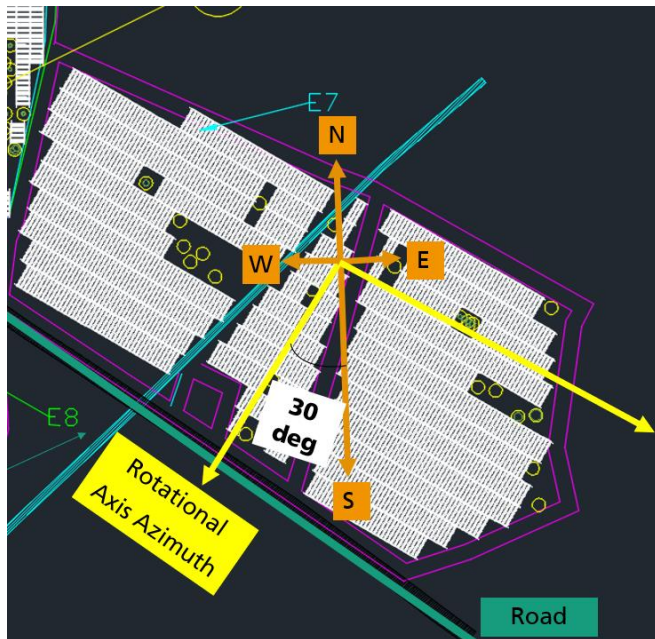


Figura 3.7 Orientamento dell'asse di inseguimento dell'impianto fotovoltaico overhead dynamic nell'area E7

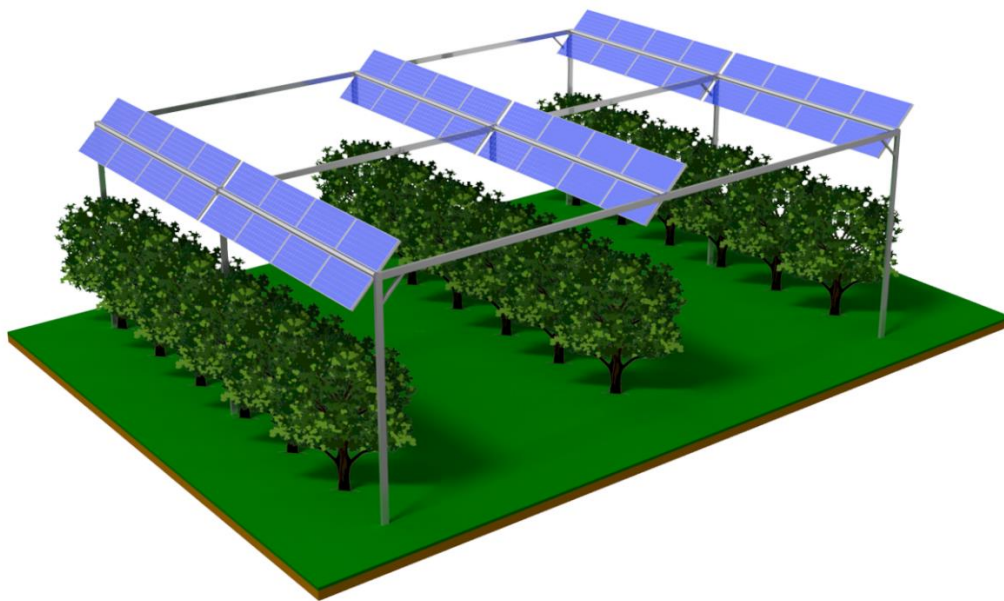


Figura 3.8 Illustrazione di un sistema overhead dynamic © Fraunhofer ISE

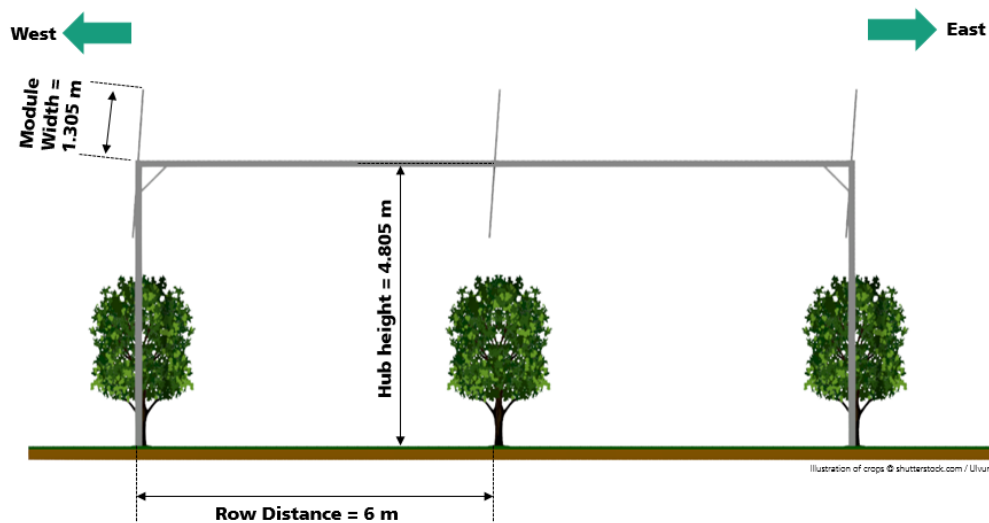


Figura 3.9 Illustrazione delle dimensioni principali del sistema overhead dynamic © Fraunhofer ISE

3.2.2 Analisi del rendimento elettrico

La luce che raggiunge i moduli sul lato anteriore e posteriore è influenzata dall'orientamento del sistema. Di conseguenza, la resa elettrica e l'analisi della disponibilità di luce sono presentate separatamente per le aree con un asse di inseguimento N-S e per l'area E7, dove viene applicato un asse di inseguimento NE-SW.

3.2.2.1 Aree con asse di tracking N-S

Le aree con i moduli rivolti verso E-W hanno un alto rendimento specifico di 1857,5 kWh/kWp, che è del 10% superiore al sistema GM-PV (Tabella 3.3). Il guadagno bifacciale è leggermente più basso, al 6%, nonostante abbia un'altezza d'ingombro maggiore. Questo può essere attribuito alla riduzione della luce che raggiunge il suolo, a causa della cattura più efficace della luce da parte del sistema di inseguimento. Inoltre, i risultati mensili (Figura 3.11), mostrano un aumento sostanziale dell'irradiazione sul piano durante i mesi estivi.

Tabella 3.3 Parametri tecnici e produzione annuale di elettricità per aree con sistemi dinamici aerei N-S

Nome dell'area	N1	E4	E5	E8	E10
Azimut dell'asse (deg)	0	0	0	0	0
Angolo di inclinazione (deg)	-	-	-	-	-
Distanza del passo (m)	6	6	6	6	6
Altezza del mozzo (m)	4,805	4,805	4,805	4,805	4,805
Disposizione del modulo	2x-Landscap e	2x-Landscap e	2x-Landscap e	2x-Landscap e	2x-Landscap e
GCR	43,5%	43,5%	43,5%	43,5%	43,5%
Tipo di modulo	Bifaccial e	Bifaccial e	Bifaccial e	Bifaccial e	Bifaccial e
Modulo di potenza nominale (Wp)	655	655	655	655	655
Capacità installata (kWp)	9019,35	1414,8	9726,75	2652,75	1709,55
Lato anteriore - Irradiazione planare annuale (kWh/m2)	2010,6	2010,6	2010,6	2010,6	2010,6
Lato anteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	1753,1	1753,1	1753,1	1753,1	1753,1
Lato posteriore - Irradiazione annuale in piano (kWh/m2)	171	171	171	171	171
Lato posteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	104,4	104,4	104,4	104,4	104,4
Produzione specifica di energia (kWh/kWp)	1857,5	1857,5	1857,5	1857,5	1857,5
Produzione totale di energia annuale (MWh)	16753.02	2627.93	18066.99	4927.36	3175.41
Guadagno bifacciale (%)	6%	6%	6%	6%	6%
Rapporto di rendimento (%)	92%	92%	92%	92%	92%

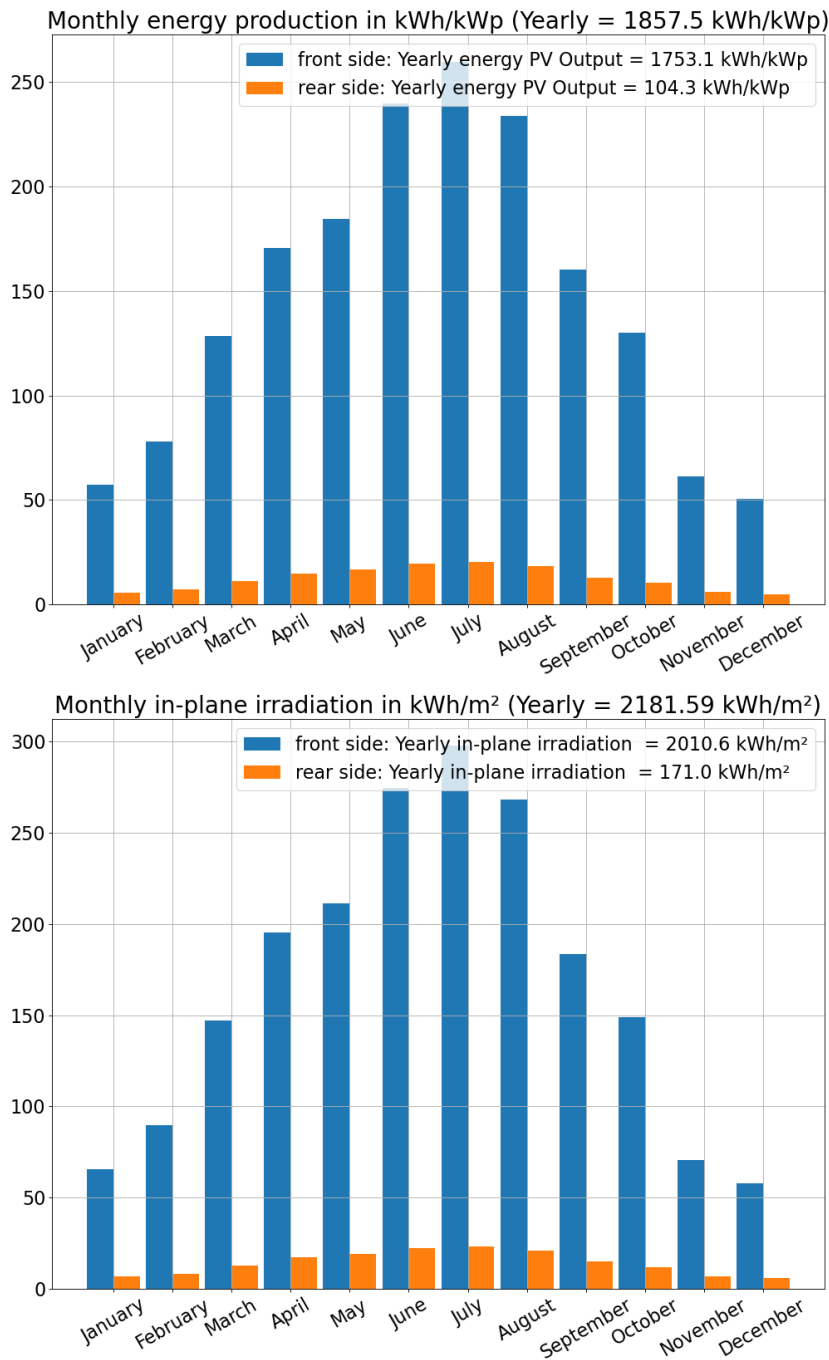


Figura 3.10 Produzione mensile di energia (sopra) e irradiazione sul piano (sotto), per il lato anteriore e posteriore dei moduli.

3.2.2.2 Area E7 con asse di tracking NE-SW

La deviazione dell'asse di inseguimento dalla tipica direzione Nord-Sud porta a una resa specifica ridotta di 1843,9 kWh/kWp. Tuttavia, la riduzione è inferiore all'1%, il che significa che i requisiti spaziali dell'area sono serviti con perdite elettriche minime. Ulteriori dettagli sul rendimento elettrico sono presentati nella tabella 3.4 e nella figura 3.12.

Tabella 3.4 Parametri tecnici e produzione annuale di elettricità per l'area E7 con asse di inseguimento NE-SW.

Nome dell'area	E7
Azimut dell'asse (deg)	30 (asse NE-SW)
Angolo di inclinazione (deg)	-
Distanza del passo (m)	6
Altezza del mozzo (m)	4,805
Disposizione del modulo	2x-Landscape
GCR	43,5%
Tipo di modulo	Bifacciale
Modulo di potenza nominale (Wp)	655
Capacità installata (kWp)	24110,55
Lato anteriore - Irradiazione planare annuale (kWh/m ²)	1996,1
Lato anteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	1740,4
Lato posteriore - Irradiazione annuale in piano (kWh/m ²)	169,5
Lato posteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	103,5
Produzione specifica di energia (kWh/kWp)	1843,9
Produzione totale di energia annuale (MWh)	44457,32
Guadagno bifacciale (%)	6%
Rapporto di rendimento (%)	92%

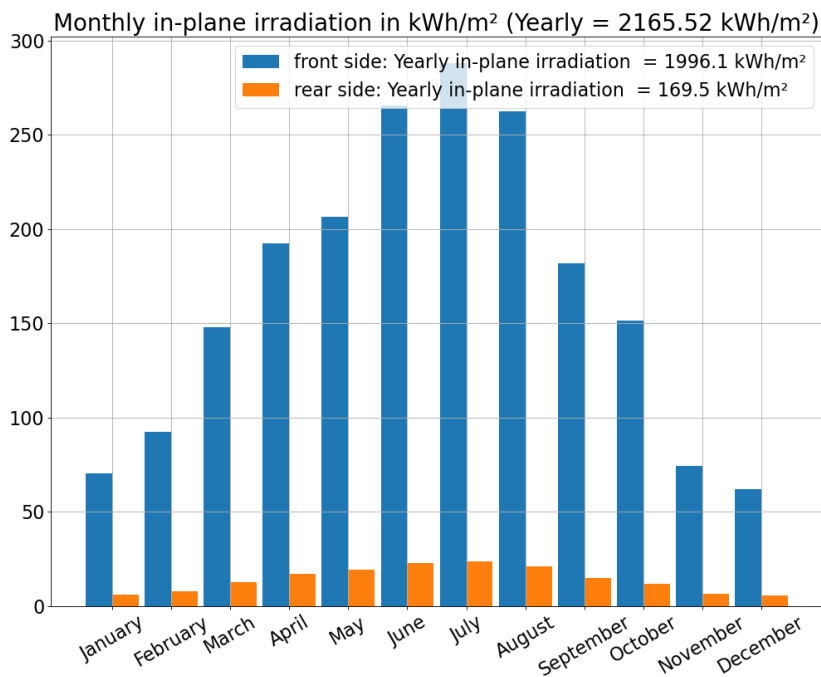
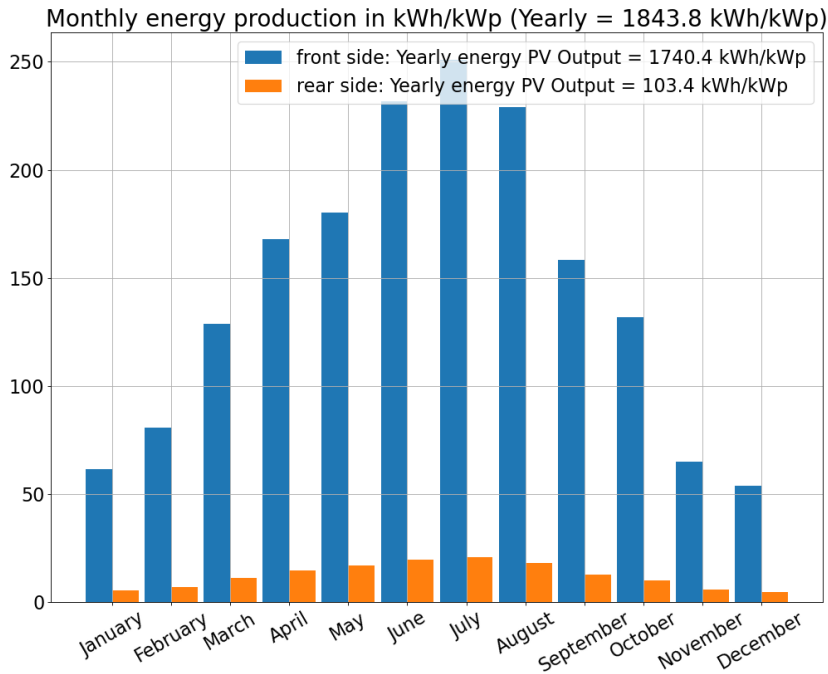


Figura 3.11 Produzione mensile di energia (sopra) e irradiazione sul piano (sotto), per il lato anteriore e posteriore dei moduli (E7)

3.2.3 Analisi della disponibilità della luce

Come nel caso della resa elettrica, la disponibilità di luce è diversa per i sistemi con un asse di inseguimento N-S e l'asse NE-SW.

3.2.3.1 Aree con asse di tracking N-S

Un certo numero di parametri influenzano la luce che raggiunge le colture e quindi i tassi di ombreggiamento, compreso il sistema fotovoltaico e i movimenti del sole. Come mostra la figura 3.13, i tassi medi di ombreggiamento variano durante l'anno, oscillando tra il 36,5% e il 49,3%. Il valore medio annuale è del 43,1%. In contrasto con il sistema GM-PV, il sistema di inseguimento aereo con un asse N-S proietta più ombra durante i mesi primaverili-estivi (45,3%) rispetto al periodo autunno-inverno (41%). Inoltre, la distribuzione spaziale dell'irradiazione ricevuta mostra un'alta omogeneità (Figura 3.14)

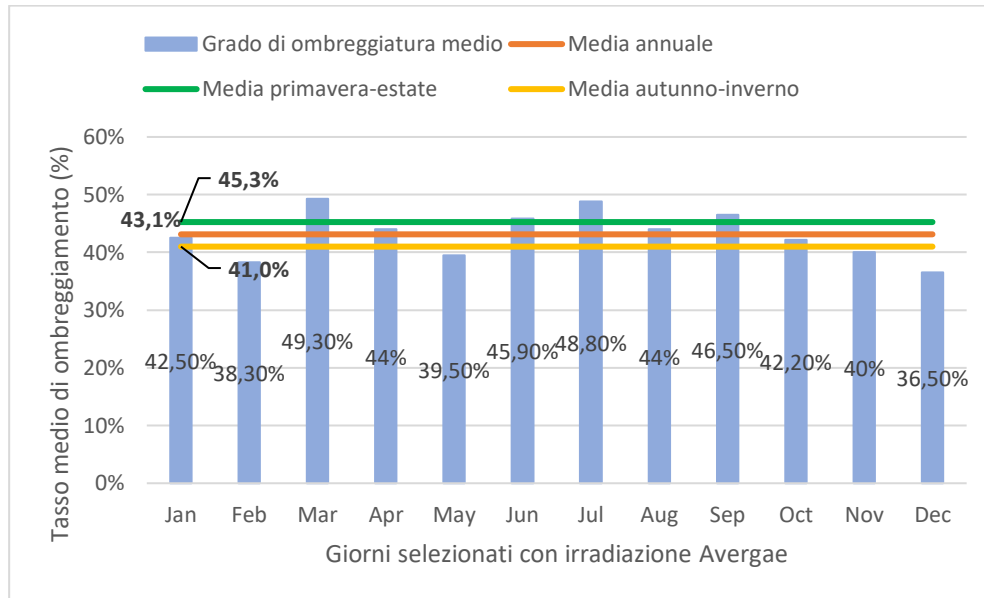


Figura 3.12 Tassi medi di ombreggiamento per giorni medi selezionati del sistema overhead dynamic con un asse di inseguimento N-S.

Date (MM DD): 06 25, daytype: average, mean shading degree: 45.9, cumulative irradiation in kWh/m2

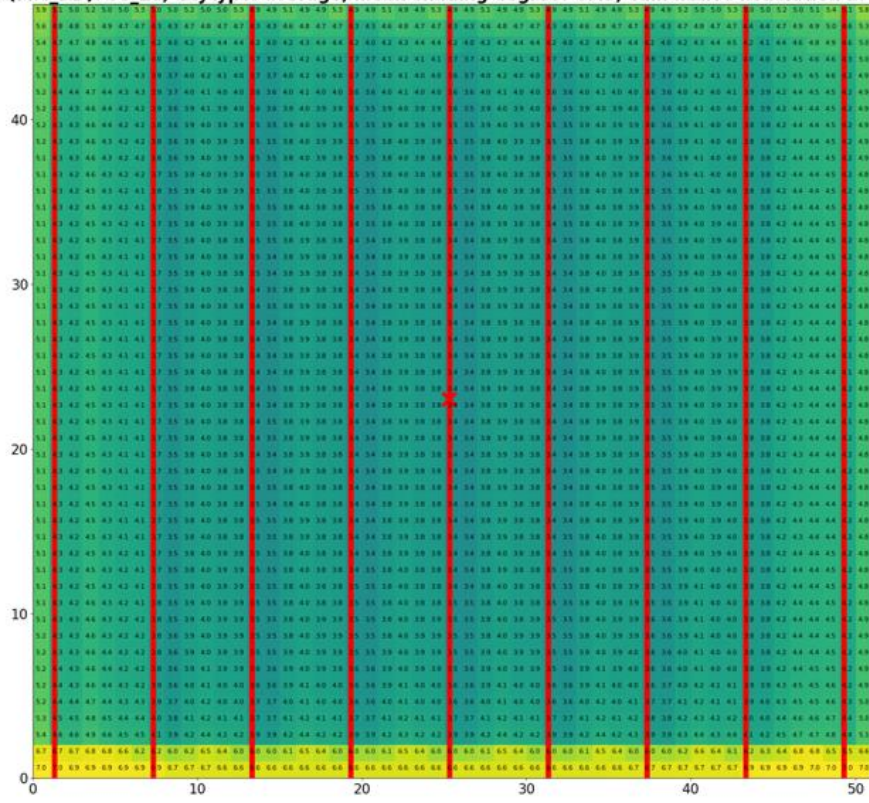


Figura 3.13 Heatmap dell'irradiazione giornaliera ricevuta in kWh/m2 per il giorno medio di giugno. Le linee rosse rappresentano la posizione centrale del modulo.

3.2.3.2 Area E7 con asse di tracking NE-SW

Come nel caso della produzione di elettricità, le differenze nella disponibilità di luce tra i due casi di inseguimento sono minime. Il sistema dell'asse NE-SW ha un tasso di ombreggiamento medio annuale del 43,8%, rispetto al 43,1% dell'asse N-S (Figura 3.15). Tuttavia, la distribuzione della luce è influenzata considerevolmente. Come illustra la Figura 3.16, le aree più ombreggiate sono quelle tra i moduli, e non sotto i moduli come nel caso dell'asse N-S.

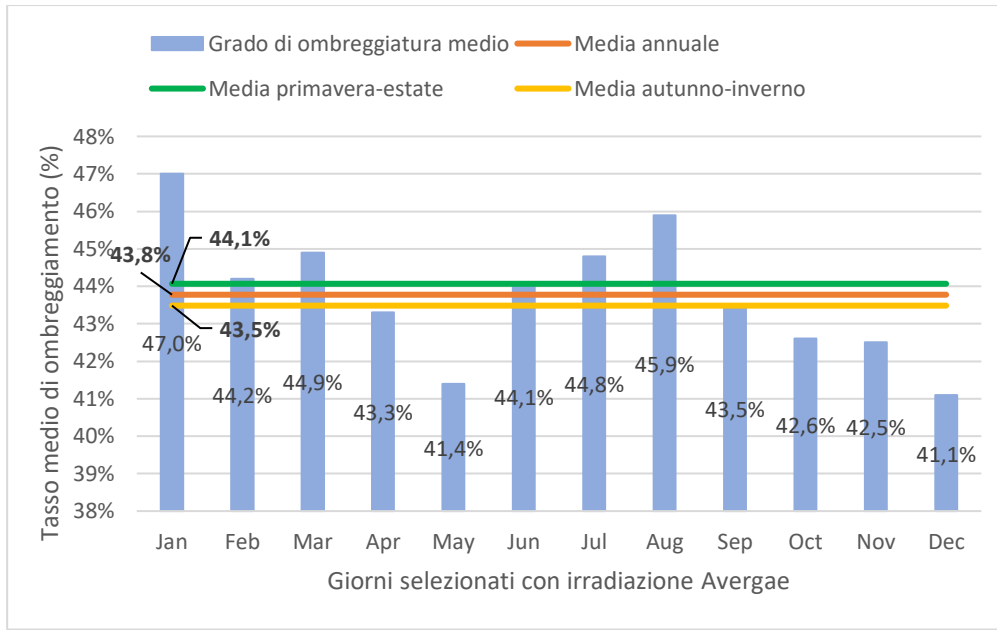


Figura 3.14 Tassi medi di ombreggiamento per giorni medi selezionati del sistema overhead dynamic con un asse di inseguimento NE-SW.

Date (MM DD): 06 25, daytype: average, mean shading degree: 44.1, cumulative irradiation in kWh/m2

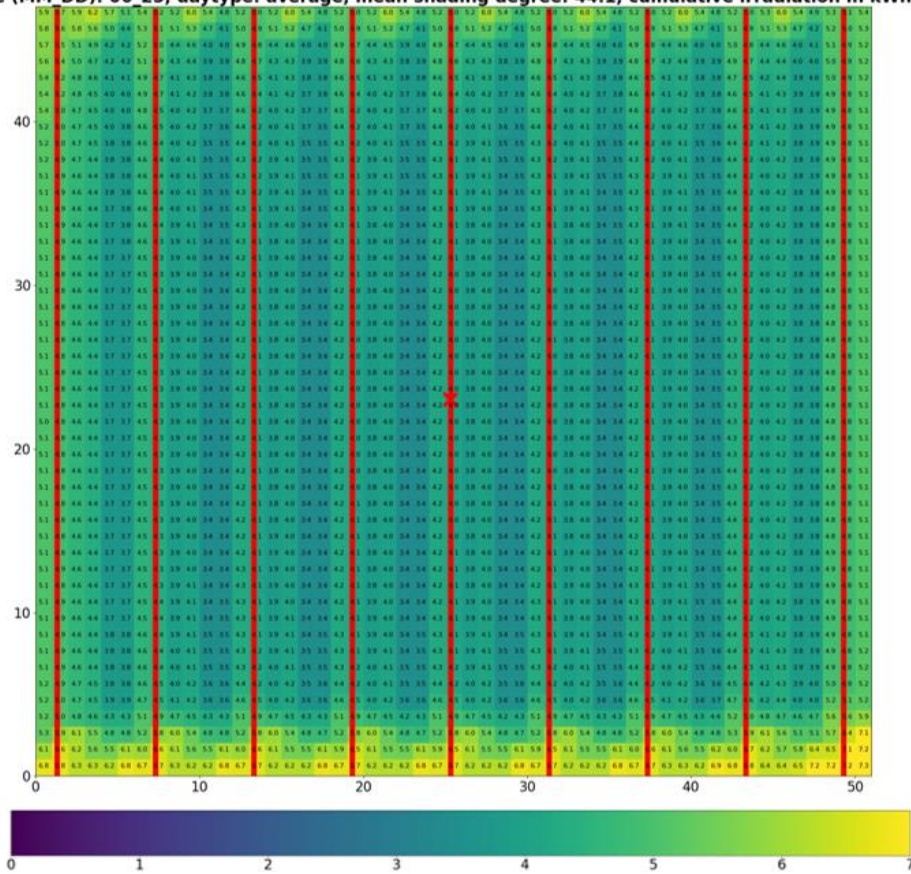


Figura 3.15 Heatmap dell'irradiazione giornaliera ricevuta in kWh/m2 per il giorno medio di giugno. Le linee rosse rappresentano la posizione centrale del modulo.

3.2.4 Analisi economica

Per i sistemi dinamici aerei N1,E4,E5,E7,E8 e E10, viene applicato lo scenario di costo MC4. Come si può vedere dalla tabella corrispondente, gli LCoE simulati sono poco meno di 6 EUR-ct/kWh. A causa degli effetti di attualizzazione, il NPV è ancora negativo dopo 20 anni con una tariffa di alimentazione di 6 EUR-ct/kWh per l'elettricità generata.

Nell'ulteriore processo decisionale, dovrebbe essere preso in considerazione il fatto che gli impianti tracciati non solo possono essere controllati per la massima produzione di elettricità, ma anche che il tracciamento può anche creare condizioni ideali per gli impianti. In questo contesto, i costi per la sottostruttura potrebbero anche essere risparmiati. Se i moduli FV possono essere posizionati orizzontalmente nei momenti in cui grandi macchine agricole lavorano per la coltivazione, c'è il potenziale per costruire l'impianto con un'altezza di sollevamento inferiore fin dall'inizio. Questo può essere preso in considerazione nell'ulteriore processo di progettazione dettagliata con l'EPC.

Sistema	VAN [EUR]	Entrate [EUR/20 anni]	Spese [EUR/20 anni]	Rendimento FV [kWh/20 anni]	LCOE [EUR/kWh]
Overhead Dynamic	-482.396	36.458.720	36.941.116	679.287.938	0,05438

Sistema	VAN [EUR]	Entrate [EUR/20 anni]	Spese [EUR/20yr.]	Rendimento FV [kWh/20a]	LCOE [EUR/kWh]
E7 - Overhead Dynamic SE (30°)	-3.488.199	35.583.449	39.071.647	662.980.153	0,05893

3.3 Overhead static (nell'area del mercato a 0 km)

Il mercato 0-KM (area E6) è l'area che guadagnerà la maggiore attenzione del pubblico, con la gente locale che pianta e vende i suoi prodotti agricoli in questa zona. Inoltre, è una piccola porzione dell'intera area (3,6 ha). Così, si cerca un disegno ottimale, con meno attenzione ai parametri economici. Il mercato si trova a nord-ovest, di fronte all'area E8 (figura 3.17).

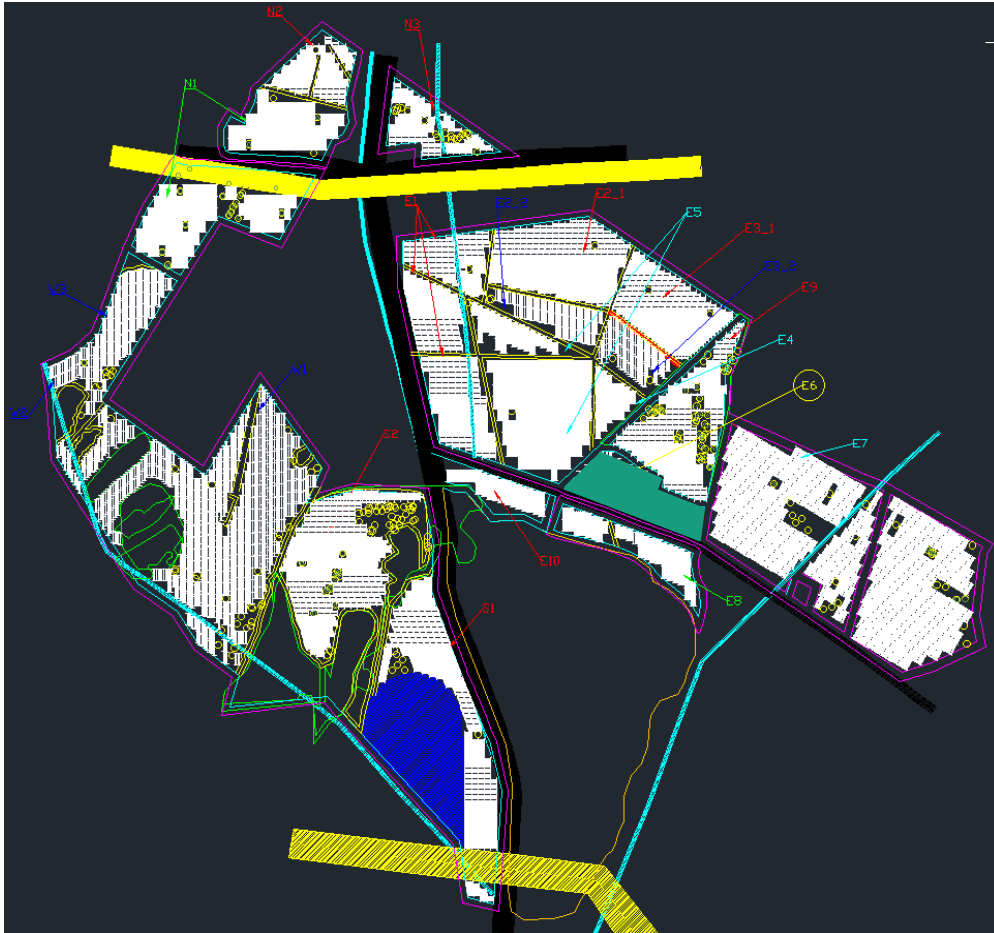


Figura 3.16 Posizione dell'area di mercato E7. Modificato da © Stantec.

3.3.1 Parametri di progettazione

Il sistema selezionato è un sistema agrivoltaico statico (Figura 3.18). I moduli sono orientati Est-Ovest, il che influisce negativamente sull'elettricità prodotta, ma aumenta sostanzialmente l'omogeneità della luce sul terreno, a beneficio delle coltivazioni dell'orto. Oltre ai benefici della gestione della luce, la configurazione Est-Ovest è migliore da un punto di vista estetico, poiché rende le file dei moduli perpendicolari alla strada vicina e si accorda con l'orientamento dei moduli delle aree vicine, permettendo una visione uniforme del sistema.

Inoltre, viene selezionata un'alta altezza libera di 5,122 m, che permette di coltivare alberi molto alti nella zona. L'angolo d'inclinazione di 10 gradi è raccomandato per i sistemi E-W, per massimizzare la resa. Inoltre, la formazione del ritratto e il basso angolo d'inclinazione, rendono le aree del tetto di almeno 4,7 m di larghezza, che è sufficiente per creare aree dove c'è protezione dal sole e dalla pioggia. La protezione contro gli eventi meteorologici gravi può essere utilizzata sia dalle colture che dai visitatori del mercato. Infine, l'alto passo di 11,92 porta a un GCR del 40%.

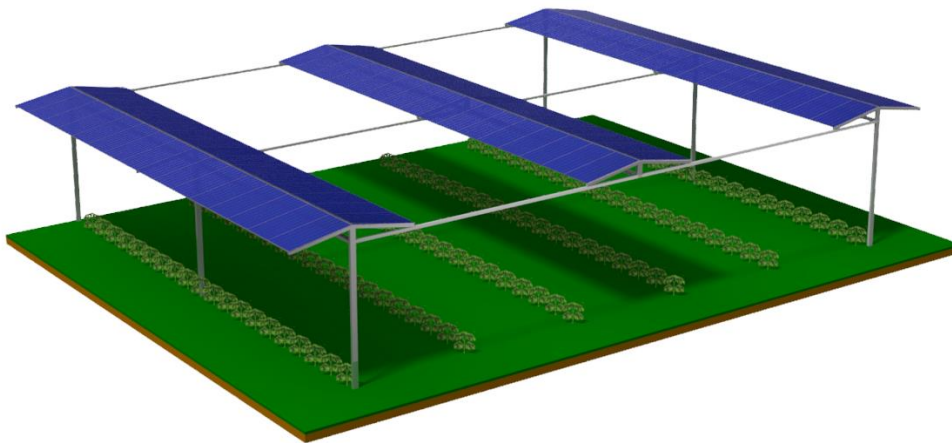


Figura 3.17 Illustrazione di un impianto fotovoltaico overhead static © Fraunhofer ISE

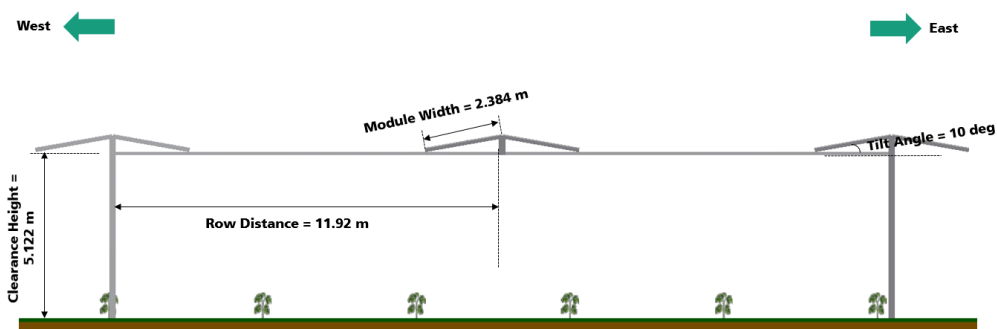


Figura 3.18 Illustrazione delle principali dimensioni del sistema GM-PV © Fraunhofer ISE

3.3.2 Analisi del rendimento elettrico

Le simulazioni di rendimento elettrico mostrano che l'orientamento E-W riduce l'elettricità prodotta del 10%, rispetto al sistema GM-PV (tabella 3.5). D'altra parte, influenzato dall'altezza del gioco e dall'orientamento del modulo, il guadagno bifacciale aumenta, raggiungendo il valore elevato del 9%.

Tabella 3.5 Parametri tecnici e produzione annuale di elettricità per l'area statica sopraelevata.

Nome dell'area	E6
----------------	----

Azimut del modulo (deg)	+90/-90
Angolo di inclinazione (deg)	10
Distanza del passo (m)	11,92
Altezza d'ingombro (m)	5,122
Disposizione del modulo	2x-ritratto
GCR	40,0%
Tipo di modulo	Bifacciale
Modulo di potenza nominale (Wp)	655
Capacità installata (kWp)	2947,50
Lato anteriore - Irradiazione planare annuale (kWh/m2)	1601,7
Lato anteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	1388,5
Lato posteriore - Irradiazione annuale in piano (kWh/m2)	199,1
Lato posteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	120,8
Produzione specifica di energia (kWh/kWp)	1509,4
Produzione totale di energia annuale (MWh)	4448,812
Guadagno bifacciale (%)	9%
Rapporto di rendimento (%)	94%

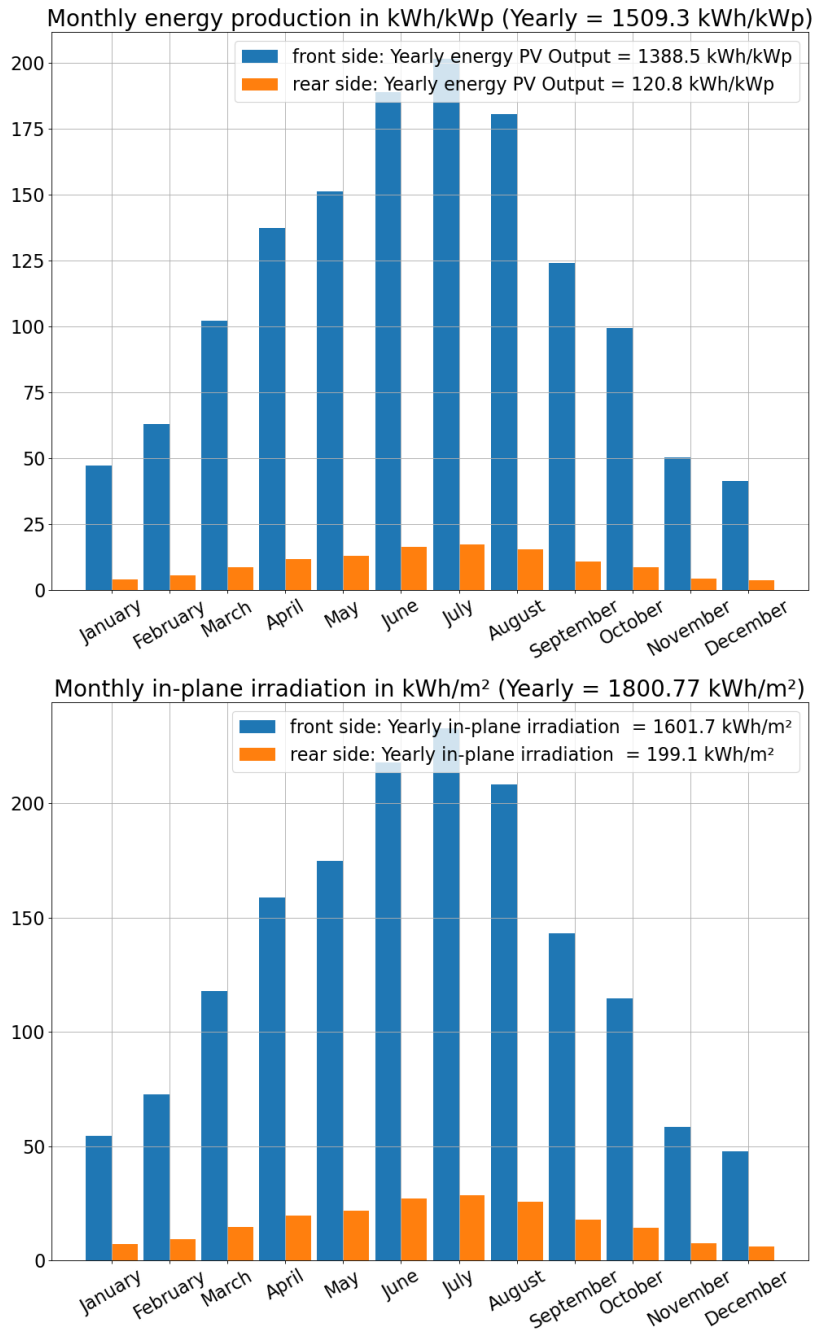


Figura 3.19 Produzione mensile di energia (sopra) e irradiazione sul piano (sotto), per il lato anteriore e posteriore dei moduli.

3.3.3 Analisi della disponibilità della luce

La figura 3.21 mostra che i tassi di ombreggiamento sono molto vicini al GCR e relativamente stabili durante l'anno, variando tra il 38,2% e il 40,1%. Questo fenomeno è attribuito all'orientamento E-W del sistema e al meccanismo di non tracciamento. Inoltre, a causa della bassa variabilità stagionale, l'omogeneità della luce al suolo è molto più alta rispetto ai sistemi GM-PV orientati a sud (Figura 3.22). L'irradiazione ricevuta è distribuita in tutta l'area, aiutata dall'altezza elevata e dall'orientamento del modulo.

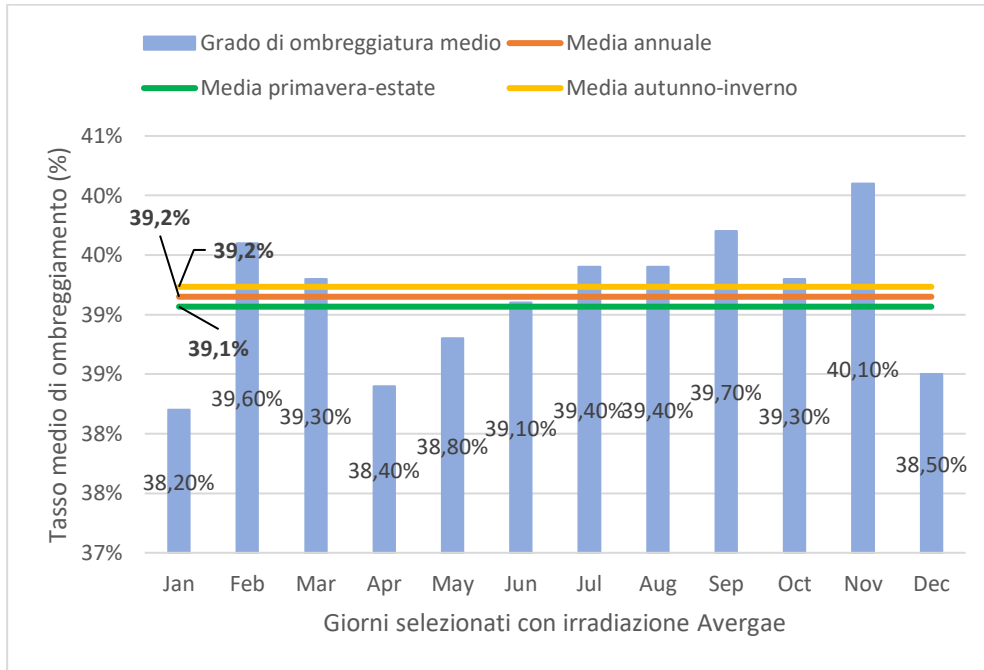


Figura 3.20 Tassi medi di ombreggiamento per alcuni giorni medi selezionati

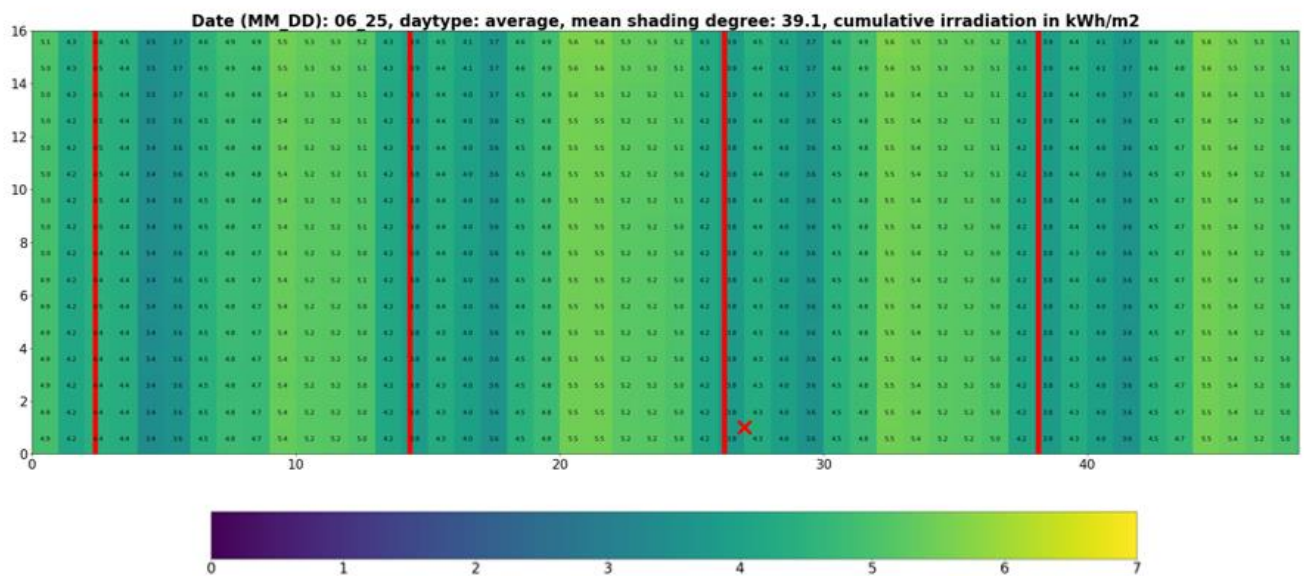


Figura 3.21 Heatmap dell'irradiazione ricevuta in kWh/m2 per il giorno medio di giugno. Le linee rosse corrispondono alla posizione centrale del modulo.

3.3.4 Analisi economica

Come descritto sopra, l'impianto deciso da Regener8 Power e Stantec per l'area del mercato è caratterizzato da un'altezza libera di poco più di 5m e da una grande distanza di passo di 11,92m. Si applica quindi lo scenario di costo HC3: Sistema di copertura fisso (distanza verticale = 5 m). L'elevata altezza libera, combinata con il basso rendimento specifico dovuto all'orientamento fisso Est-Ovest dei moduli FV, determina un VAN negativo dopo il periodo di 20 anni.

Sistema	VAN [EUR]	Entrate [EUR/20 anni]	Spese [EUR/20 anni]	Rendimento FV [kWh/20 anni]	LCOE [EUR/kWh]
Overhead static (Mercato:E6)	-1.075.969	3.561.453	4.637.423	66.355.934	0,06989

3.4 GM-PV tracker

Oltre ai sistemi ad alta elevazione, ci sono casi di utilizzo del terreno in cui possono essere applicati sistemi fotovoltaici con un'altezza libera inferiore. I sistemi con un'altezza libera inferiore sono chiamati fotovoltaici interspaziali e possono essere statici o dinamici. Nel nostro caso, è stato scelto un sistema dinamico. Il sistema d'inseguimento segue il sole in direzione E-W, permettendo di massimizzare la resa elettrica e il reddito (Figura 3.23). Inoltre, quando i macchinari agricoli sono necessari per il ripristino del suolo e la coltivazione, i moduli possono essere inclinati verticalmente, consentendo uno spazio sufficiente per il loro passaggio (Figura 3.24).

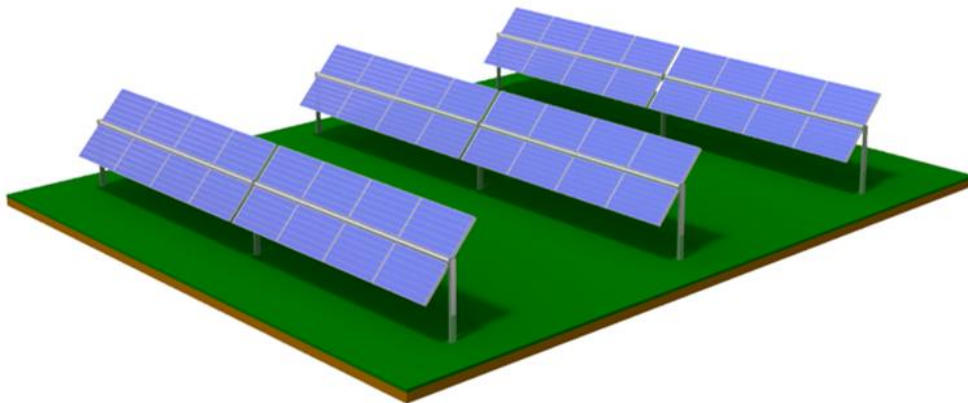


Figura 3.22 Illustrazione di un sistema agrivoltaico dinamico interspaziale - Caso in cui i moduli seguono il sole per la massima resa elettrica © Fraunhofer ISE

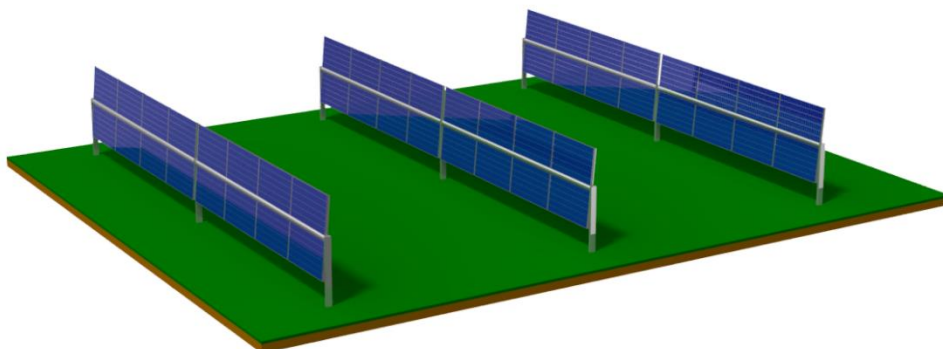


Figura 3.23 Illustrazione di un impianto agrivoltaico dinamico interspaziale - Caso in cui i moduli sono verticali, permettendo il passaggio della macchina agricola in mezzo © Fraunhofer ISE

3.4.1 Parametri di progettazione

In totale, cinque aree hanno sistemi dinamici interspaziali-PV, tre nella zona sud-ovest (W1, W2 e W3) e due nella zona est (E2_2, E3_2) (Figura 3.24). La distanza da fila a fila è stata scelta di 7,5 m (Figura 3.25), il che significa che possono essere utilizzate macchine con una larghezza fino a 6,5 m. In questo modo un processo di ripristino del suolo può avere luogo prima che la piantagione avvenga in una fase successiva. La selezione finale delle colture è ancora in fase di valutazione, ma l'alta distanza delle file fornisce flessibilità di coltivazione tra i moduli. Durante la selezione e la piantagione delle colture, deve essere analizzato il potenziale di ombreggiamento proiettato dalle colture sui moduli. Nel caso dell'PV tracker, il meccanismo di inseguimento deve avere un angolo di rotazione di +/- 90 gradi, per permettere il ripristino di più terreni. Inoltre, viene proposta un'altezza libera di 1 m, in modo che i moduli siano protetti durante i processi agricoli. L'orientamento è scelto E-W, dato che beneficia sia lo strato agricolo che quello energetico. L'alta distanza del passo porta al più basso GCR del parco (34,8%).

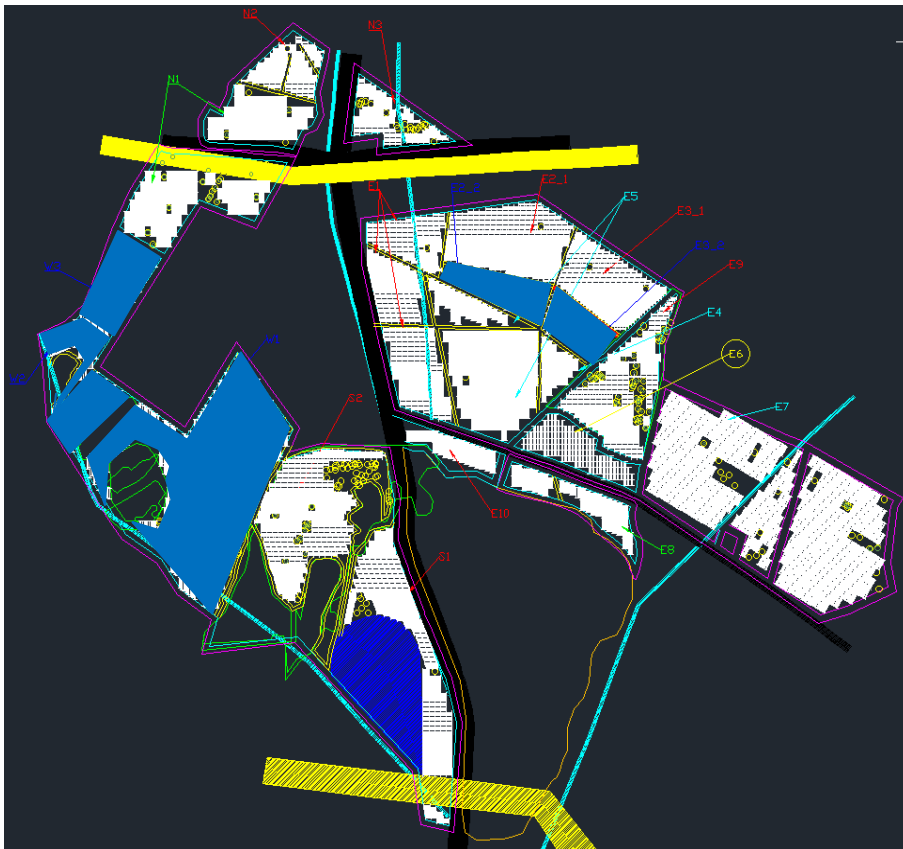


Figura 3.24 Aree con sistemi dinamici interspaziali-PV

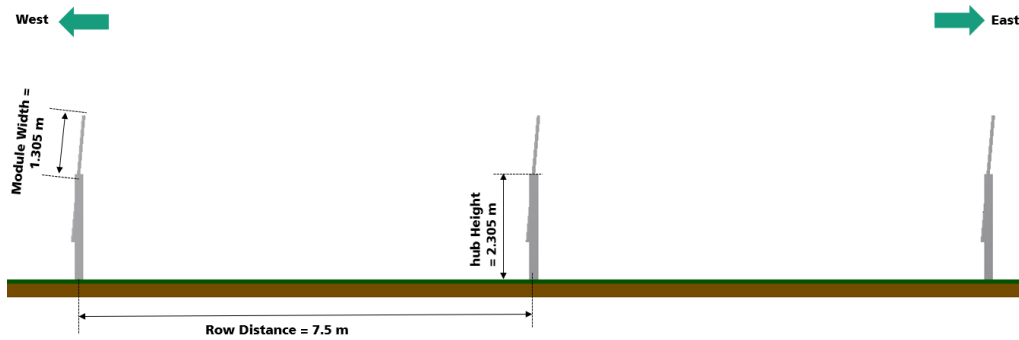


Figura 3.25 Illustrazione delle dimensioni principali del sistema Interspace-PV © Fraunhofer ISE

3.4.2 Analisi del rendimento elettrico

Il sistema interspaziale-PV mostra il rendimento elettrico più alto, raggiungendo 1896,4 kWh/kWp (tabella 3.6). Questo rendimento è superiore a quello del sistema overhead dynamic, a causa della minore auto-ombreggiatura. D'altra parte, la combinazione di bassa elevazione e l'inseguimento portano a minori guadagni bifacciali. La Figura 3.26 mostra i risultati mensili per il rendimento elettrico e l'irradiazione sul piano.

Tabella 3.6 Parametri tecnici e produzione annuale di elettricità per le aree con sistema interspaziale-PV

Nome dell'area	E2_2	E3_2	W1	W2	W3
Azimut dell'asse (deg)	0	0	0	0	0
Angolo di inclinazione (deg)	-	-	-	-	-
Distanza del passo (m)	7,5	7,5	7,5	7,5	7,5
Altezza del mozzo (m)	2,305	2,305	2,305	2,305	2,305
Disposizione del modulo	2x-Landscape	2x-Landscape	2x-Landscape	2x-Landscape	2x-Landscape
GCR	34,8%	34,8%	34,8%	34,8%	34,8%
Tipo di modulo	Bifacciale	Bifacciale	Bifacciale	Bifacciale	Bifacciale
Modulo di potenza nominale (Wp)	655	655	655	655	655
Capacità installata (kWp)	1906,05	1748,85	13145,85	2927,85	3871,05
Lato anteriore - Irradiazione planare annuale (kWh/m ²)	2049,8	2049,8	2049,8	2049,8	2049,8
Lato anteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	1787,3	1787,3	1787,3	1787,3	1787,3
Lato posteriore - Irradiazione annuale in piano (kWh/m ²)	178,8	178,8	178,8	178,8	178,8
Lato posteriore - Produzione FV annuale (kWh/kWp)	109,1	109,1	109,1	109,1	109,1
Produzione specifica di energia (kWh/kWp)	1896,4	1896,4	1896,4	1896,4	1896,4
Produzione totale di energia annuale (MWh)	3614,621	3316,508	24929,704	5552,356	7341,034
Guadagno bifacciale (%)	6%	6%	6%	6%	6%
Rapporto di rendimento (%)	93%	93%	93%	93%	93%

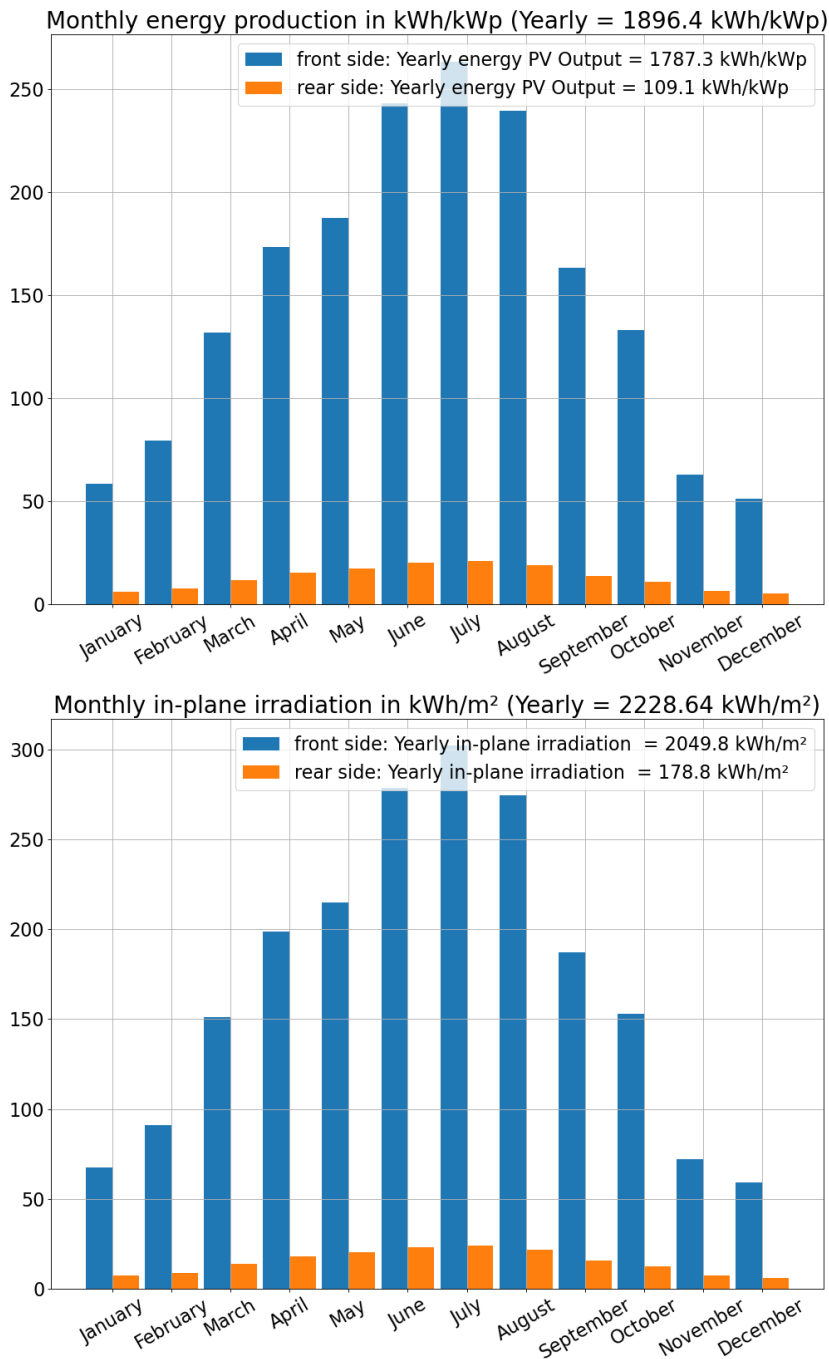


Figura 3.26 Heatmap dell'irradiazione giornaliera ricevuta in kWh/m² per il giorno medio di giugno. Le linee rosse rappresentano la posizione centrale del modulo.

3.4.3 Analisi della disponibilità della luce

Per quanto riguarda la disponibilità di luce, il tasso di ombreggiamento medio annuo è del 41,4% (Figura 3.27). Come nel caso della dinamica aerea, durante i mesi primaverili-estivi il tasso di ombreggiamento è di circa l'1% più alto, rispetto ai mesi autunnali-invernali. Nel complesso, c'è una variabilità stagionale, con i tassi di ombreggiamento che vanno dal 39,2% al 44,9%. Nei sistemi ad inseguimento, gli attributi dell'irradiazione solare in entrata di un certo giorno (posizione del sole, rapporto diffusione-globale) possono influenzare l'ombreggiamento al suolo.

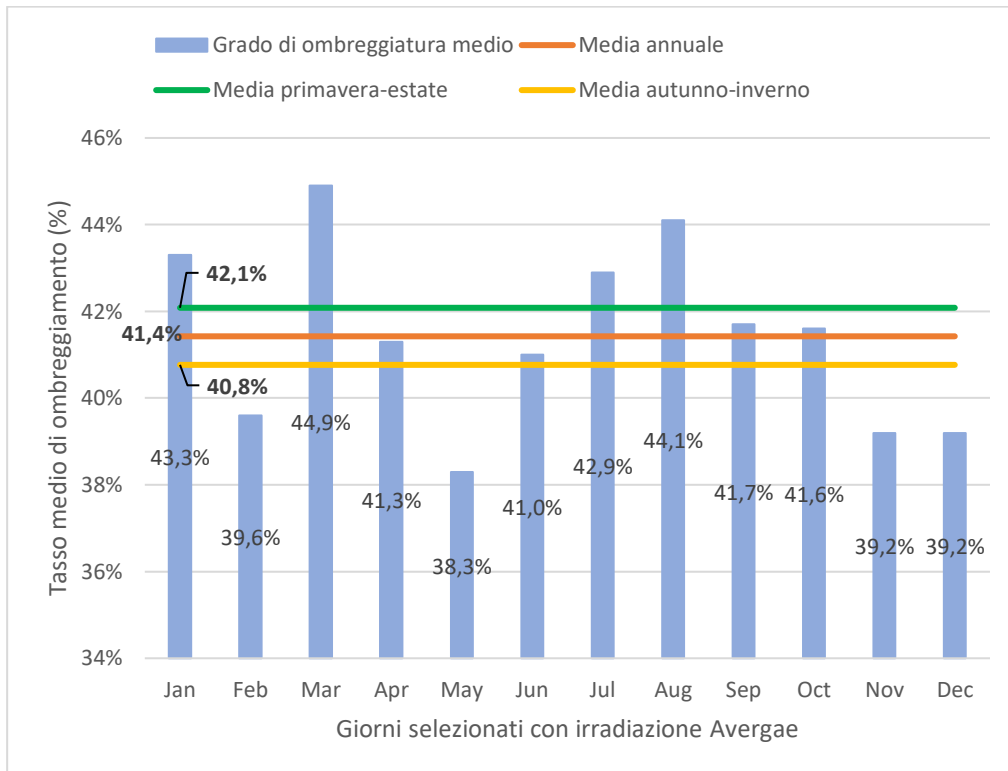


Figura 3.27 Tassi medi di ombreggiamento per alcuni giorni medi selezionati.

La heatmap di giugno mostra che c'è una maggiore disomogeneità nel caso di PV tracker, rispetto al caso sopraelevato, anche se inferiore al sistema GM-PV (Figura 3.28). Il passo e l'altezza di elevazione influenzano i fenomeni di cui sopra. Inoltre, il grafico mostra che ci sono delle strisce tra i moduli dove la luce che raggiunge il suolo è più alta. Queste aree possono essere utilizzate per la coltivazione.

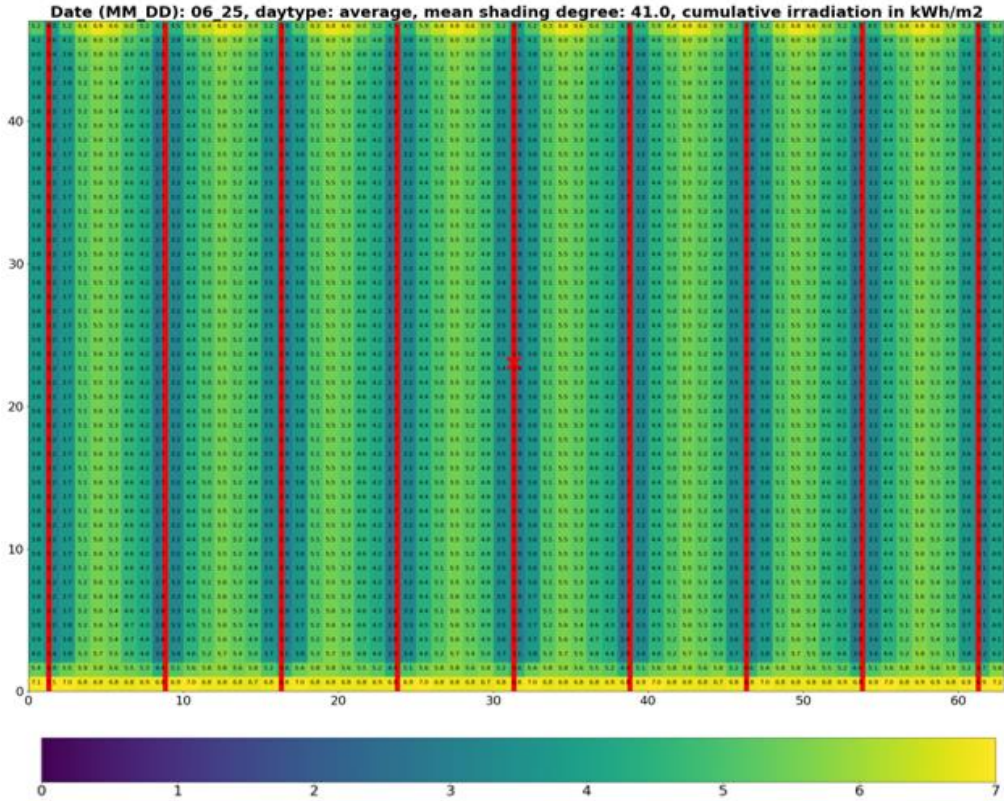


Figura 3.28 Heatmap dell'irradiazione giornaliera ricevuta in kWh/m2 per il giorno medio di giugno. Le linee rosse rappresentano la posizione centrale del modulo.

3.4.4 Indicazione economica

Per le aree E2_2, E3_2, W1, W2 e W3, si applica lo scenario economico MC5 per i sistemi PV-GM monitorati (vedi panoramica sugli scenari di costo nell'appendice).

I valori dell'esperienza di progetti passati nel contesto italiano forniti da Regener8 Power indicano che i progetti GM-PV con tracciamento 1D in Italia mostrano costi di sistema BOS di circa 300 EUR/kWp, quando implementati in sistemi con una capacità totale + 50 MW. Poiché Regener8 Power ha basato i suoi ultimi calcoli per i sistemi GM-PV tracciati su un presupposto meno conservativo per le attrezzature di tracciamento del Fraunhofer ISE, viene applicato un costo BOS di 365 EUR/kWp.

Sistema	VAN [EUR]	Entrate [EUR/20 anni]	Spese [EUR/20 anni]	Rendimento FV [kWh/20 anni]	LCOE [EUR/kWh]
GM-PV dinamico	12.960.860	35.820.444	22.859.584	667.395.769	0,03425

4 Conclusione Analisi tecnica

In totale saranno installati 144,21 MWp, di cui il 48% saranno sistemi GM-PV con misure ecologiche aggiuntive (Figura 4.1). Più della metà della capacità installata (52%) è coperta da impianti agrivoltaici, compresi gli impianti dinamici aerei (34%), interspaziali-PV (16%) e statici aerei (2%). Inoltre, come mostra la Figura 4.2, saranno prodotti più di 256293 MWh su base annua. In media i sistemi produrranno 1773 kWh/kWp, il che significa un'alta produttività.

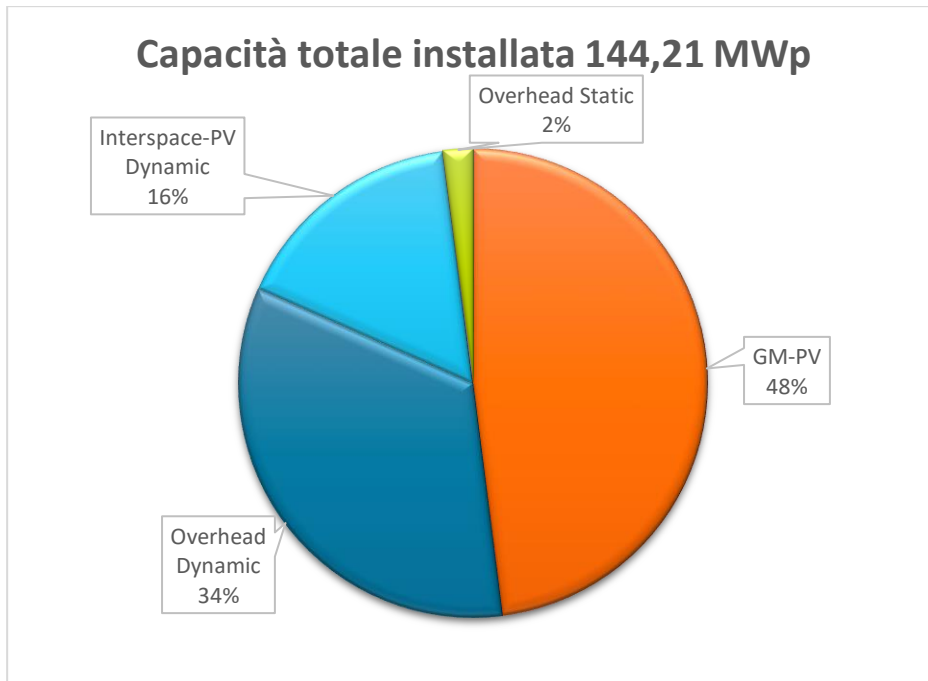


Figura 4.1 Quota della capacità totale installata tra i diversi tipi di sistema

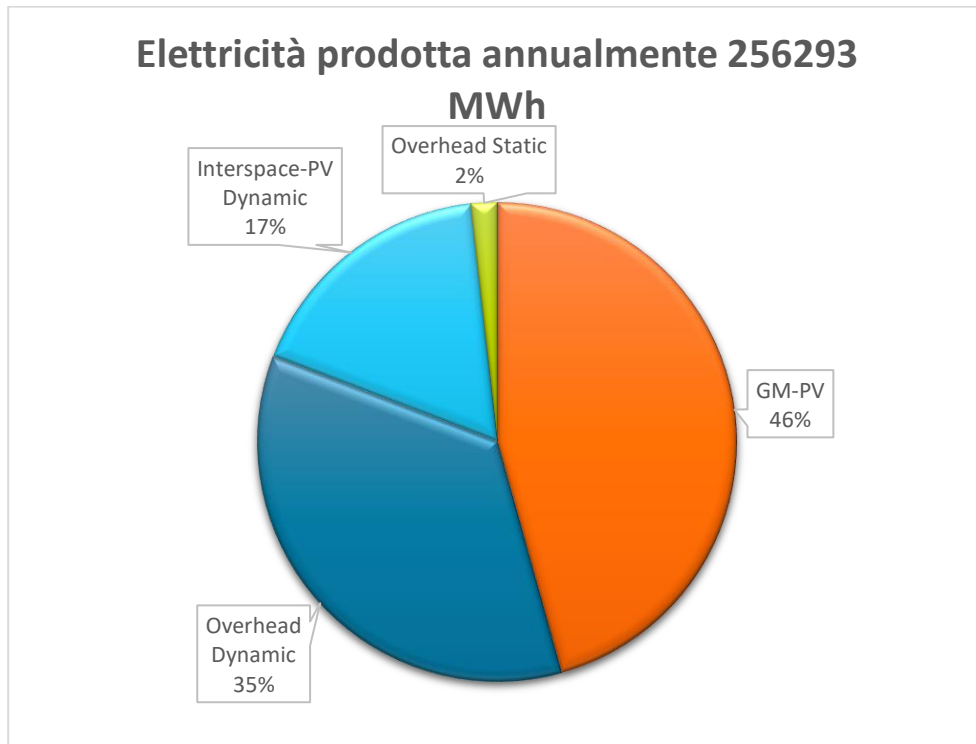


Figura 4.2 Quota dell'elettricità prodotta annualmente per i vari sistemi

Nella tabella 4.1 sono presentati i principali indicatori di prestazione tecnica di ogni sistema. Il confronto tra i sistemi non è proposto, poiché, come spiegato sopra, la selezione del sistema è stata basata su speciali parametri ecologici, agronomici e di integrazione del paesaggio di ogni area. Sulla base di questi parametri, il sistema più adatto in termini di prestazioni tecniche e fattibilità economica è stato ricercato e selezionato attraverso un processo iterativo tra tutti i partner. Ogni partner ha portato la propria esperienza nella finalizzazione del tipo di sistema e nella selezione dei parametri di progettazione. Per quanto riguarda le prestazioni elettriche, si può affermare dalla tabella 4.1:

- L'utilizzo di moduli bifacciali migliora sostanzialmente il rendimento, in un range tra il 6% e il 9%.
- I guadagni bifacciali migliorano le prestazioni complessive del sistema, con un PR superiore al 90%.
- Nel 98% dei sistemi si raggiungono alti rendimenti specifici di più di 1680 kWh/kWp. Nei sistemi di inseguimento, la produzione raggiunge fino a ~1900 kWh/kWp. Questo evidenzia l'esistenza di progetti altamente ottimizzati.

Durante la fase di progettazione è stata prestata particolare attenzione alla disponibilità e all'omogeneità della luce. I sistemi GM-PV serviranno per il pascolo delle pecore, le piantagioni di leguminose e il ripristino ecologico, quindi la disponibilità di luce è di secondaria importanza. Di conseguenza, sono stati selezionati un alto GCR e l'orientamento a sud per massimizzare il rendimento dell'investimento. Negli altri sistemi fotovoltaici, il GCR e l'orientamento sono stati selezionati in modo da fornire abbastanza luce alle colture e mantenere alti livelli di omogeneità. Le simulazioni mostrano che questo è stato raggiunto anche negli impianti ad inseguimento, con tassi di ombreggiamento annuali che vanno dal 39% al 43%. Data l'elevata insolazione di Sassari e le precedenti esperienze maturate con gli impianti agrivoltaici, fornire il 60% dell'irraggiamento in entrata è considerato sufficiente per un gran numero di colture. Inoltre, oltre al sistema GM-PV, gli impianti agrivoltaici hanno mostrato un'elevata omogeneità di luce grazie all'orientamento E-W dei moduli.

Naturalmente va notato che l'analisi agronomica deve essere presa in considerazione per la selezione finale delle colture.

Tabella 4.1 Principali indicatori tecnici per i cinque diversi sistemi applicati

	GM-PV	Overhead dynamic (asse N-S)	Overhead static (asse NE-SW)	PV tracker	Overhead static
GCR	59,6%	43,5%	43,5%	34,8%	40,0%
Produzione specifica di energia (kWh/kWp)	1687,9	1857,5	1843,9	1896,4	1509,4
Rapporto di rendimento (%)	93%	92%	92%	93%	94%
Guadagno bifacciale (%)	7%	6%	6%	6%	9%
Tasso di ombreggiamento medio - annuale (%)	38%	43%	44%	41%	39%
Tasso di ombreggiamento medio - primavera/estate (%)	33%	43%	44%	42%	39%
Tasso di ombreggiamento medio - autunno/inverno (%)	44%	43%	43%	41%	39%

5 Conclusione Analisi economica preliminare

Conclusione Analisi economica
preliminare

La tabella nella pagina seguente mostra i risultati dell'analisi economica preliminare basata sui parametri descritti in questo rapporto.

Conclusioni Analisi economica
preliminare

Internal ref	Configuration	Structure	Fixed GM	kWp	ORIENTATION	CAPACITY [MWp]	COST/KWp		YIELD [kWh/kWp/year]	
							Modules	BOS		
MC1	Conventional GM PV	N2-N3-E1-E2_1-E3_1-E9-S1-S2	Structure	Fixed GM	69360,0	South	69,36	Modules	180	1.688
		Tracking	N	BOS				265		
		Panels	Bifacial	TOT				445		
HC3	Overhead Dynamic	N1-E4-E5-E8-E10	Structure	1-Axis Tracking OH	24520,0	East-West	24,52	Modules	180	1.858
			Tracking	Y				BOS	805	
			Panels	Bifacial				TOT	985	
MC3	Overhead Dynamic	E7	Structure	1-Axis Tracking OH	24110,0	South-East	24,11	Modules	180	1.844
			Tracking	Y				BOS	805	
			Panels	Bifacial				TOT	985	
MC5	Overhead Static	E6	Structure	Fixed OH	2950,0	South-East	2,95	Modules	180	1.509
			Tracking	N				BOS	605	
			Panels	Standard Bifacials				TOT	785	
	Interspaced Dynamic	E2_2-E3_2-W1-W2-W3	Structure	1-Axis Tracking GM	23600,0	East-West	23,60	Modules	180	1.896
			Tracking	Y				BOS	365	
			Panels	Bifacial				TOT	545	
TOTAL			N/A	N/A	144540,0	Various	144,54	Modules (AVG)	180,0	1773
								BOS (AVG)	469,9	
								TOT (AVG)	649,95	
Estimated discount on BOS (economy of the scale)				0%						
Project Summary costs (estimates)										
		Total	AVG Cost/kWp							
PV Modules		26.017.200,00 €	180,00 €							
BOS		67.926.300,00 €	469,95 €							
Grid connection		3.500.000,00 €	24,21 €							
Lease 10 years upfront (remaining 20 yrs OPEX)		3.985.888,00 €	27,58 €							
Development cost		5.781.600,00 €	40,00 €							
NET CAPEX		107.210.988,00 €	741,74 €							
Contingency		0%	- €							
TOTAL CAPEX		107.210.988,00 €	741,74 €							

6 Appendice

6.1 Analisi preliminare delle dei costi per le diverse strutture

- GM-PV convenzionale (Ground Monted PV fisso)
- Sistema PV per frutteti (orcharPV)
- Fixed Overhead (Sistema sopraelevato fisso)
- Tracked Overhead (Sistema sopraelevato tracker)
- Tracked GM-PV (Groud Monted PV tracker)
- Closed overhead (Sistema sopraelevato a tettoia)

Appendice

Cost scenarios	Cost center	CAPEX (EUR/kWp)	Cost center	OPEX (EUR/kWp)
Conv. GM-PV				
LC1	High scaling, perfect area (no slope e.g.)	555		16,3
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Inverter	70	Area maintenance	1,5
	Support structure - material cost	70	Security service	2,0
	Electrics	25	Monitoring	2,5
	Project development	40	Commercial Management	5,5
	Preperation of the area and installation	70	Accruals inverter replacement	0,8
	Fencing	10	Repair work	1,0
	Grid connection	23	Other	1,0
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		
MC1		575		18,1
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Inverter	75	Area maintenance	1,8
	Support structure - material cost	75	Security service	2,2
	Electrics	25	Monitoring	2,7
	Project development	40	Commercial Management	5,7
	Preperation of the area and installation	80	Accruals inverter replacement	1,0
	Fencing	10	Repair work	1,2
	Grid connection	23	Other	1,5
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		
HC1	High efficiency modules	610		22,0
	PV modules	180	Land lease	2,8
	Inverter	80	Area maintenance	2,2
	Support structure - material cost	85	Security service	2,8
	Electrics	25	Monitoring	3,2
	Project development	40	Commercial Management	6,5
	Preperation of the area and installation	100	Accruals inverter replacement	1,2
	Fencing	10	Repair work	1,8
	Grid connection	23	Other	1,5
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		

Fixed Overhead				
LC3	Clearance height: 3 m	935		18,7
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Inverter	75	Area maintenance	-
	Support structure - material cost	200	Security service	1,5
	Electrics	30	Monitoring	2,5
	Project development	40	Commercial Management	6,0
	Preperation of the area and installation	300	Accruals inverter replacement	1,2
	Fencing	-	Repair work	3,5
	Grid connection	23	Other	2,0
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		
MC3	Clearance height: 3.5 m	1.035		19,2
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Inverter	75	Area maintenance	-
	Support structure - material cost	250	Security service	1,5
	Electrics	30	Monitoring	2,5
	Project development	40	Commercial Management	6,0
	Preperation of the area and installation	350	Accruals inverter replacement	1,2
	Fencing	-	Repair work	4,0
	Grid connection	23	Other	2,0
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		
HC3	Clearance height: 5 m	1.385		20,7
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Inverter	75	Area maintenance	-
	Support structure - material cost	550	Supervision	1,5
	Electrics	30	Monitoring	2,5
	Project development	40	Commercial Management	6,0
	Preperation of the area and installation	400	Arccruals inverter replacement	1,2
	Fencing	-	Repair work	5,5
	Grid connection	23	Other	2,0
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		

Tracked Overhead				
LC4	Clearance height: 3 m	1.085		26,7
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	-
	Inverter	75	Security service	1,5
	Support structure - material cost	250	Monitoring	2,5
	Electrics	30	Commercial Management	6,0
	Project development	40	Accruals inverter replacement	1,2
	Preperation of the area and installation	300	Repair work	11,5
	Fencing	-	Other	2,0
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		
MC4	Clearance height: 3.5 m	1.235		27,7
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	-
	Inverter	75	Security service	1,5
	Support structure - material cost	350	Monitoring	2,5
	Electrics	30	Commercial Management	6,0
	Project development	40	Accruals inverter replacement	1,2
	Preperation of the area and installation	350	Repair work	12,5
	Fencing	-	Other	2,0
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		
HC4	Clearance height: 5 m	1.585		30,2
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	-
	Inverter	75	Security service	1,5
	Support structure - material cost	650	Monitoring	2,5
	Electrics	30	Commercial Management	6,0
	Project development	40	Accruals inverter replacement	1,2
	Preperation of the area and installation	400	Repair work	15,0
	Fencing	-	Other	2,0
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	60		

Tracked GM-PV				
LC5	High scaling, perfect area (no slope e.g.)	655		19,3
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	1,5
	Inverter	70	Security service	2,0
	Support structure - material cost	70	Monitoring	2,5
	Electrics	25	Commercial Management	5,5
	Project development	40	Accruals inverter replacement	0,8
	Preperation of the area and installation	70	Repair work	4,0
	Fencing	10	Other	1,0
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		
MCS		675		21,1
	PV modules	180	Land lease	2,0
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	1,8
	Inverter	75	Security service	2,2
	Support structure - material cost	75	Monitoring	2,7
	Electrics	25	Commercial Management	5,7
	Project development	40	Accruals inverter replacement	1,0
	Preperation of the area and installation	80	Repair work	4,2
	Fencing	10	Other	1,5
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		
HC5	High efficiency modules	710		25,0
	PV modules	180	Land lease	2,8
	Tracking infrastructure	100	Area maintenance	2,2
	Inverter	80	Security service	2,8
	Support structure - material cost	85	Monitoring	3,2
	Electrics	25	Commercial Management	6,5
	Project development	40	Accruals inverter replacement	1,2
	Preperation of the area and installation	100	Repair work	4,8
	Fencing	10	Other	1,5
	Grid connection	23		
	Land Lease 10 years upfront	27		
	Other costs	40		

7 Letteratura

DIN (2021): Sistemi agro-fotovoltaici - Requisiti per uso principalmente agricolo: Traduzione inglese di DIN SPEC 91434:2021-05. Online verfügbar unter <https://www.din.de/de/wdc-beuth:din21:337886742>, zuletzt geprüft am 27.09.2021.

Fraunhofer ISE (2020): Agrivoltaics: Opportunità per l'agricoltura e la transizione energetica. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/en/documents/publications/studies/APV-Guideline.pdf>.

Kopecek, Radovan; Libal, Joris (2021): Fotovoltaico bifacciale 2021: Stato, opportunità e sfide. In: *Energie* 14 (8), S. 2076. DOI: 10.3390/en14082076.

Max Mittag; Andrea Pfreundt; Jibrán Shahid (2020): Impatto delle dimensioni delle celle solari sulla potenza del modulo, l'efficienza e le perdite da cella a modulo.

PI Photovoltaik-Institut Berlin AG (2019): Tecnologia fotovoltaica bifacciale: Pronto per la diffusione di massa. Libro bianco. Online verfügbar unter <https://www.pi-berlin.com/wp-content/uploads/2019/10/White-Paper-Bifacial-PV-Technology-PI-Berlin.pdf>.

VDMA (2021): Tabella di marcia tecnologica internazionale (ITRPV) 2021. Online verfügbar unter <https://itrpv.vdma.org/download>.

Ward, Greg; Shakespeare, Rob (1998): Rendering con Radiance. L'arte e la scienza della visualizzazione dell'illuminazione. San Francisco, Calif.: Morgan Kaufmann (Morgan Kaufmann series in computer graphics and geometric modeling). Online verfügbar unter <http://www.loc.gov/catdir/description/els033/98012223.html>.