

REGIONE  
PUGLIA



Comune di Copertino



Provincia  
LECCE



Comune di Galatina



**Progetto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e di Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.**

**VERIFICA DELLA PRESENZA DI FENOMENI DI  
ABBAGLIAMENTO**

ELABORATO

**PR\_18**

**PROPONENTE:**

**Whysol-E Sviluppo Srl**

Sede legale in Milano (MI)  
via Meravigli n. 3 - CAP 20123  
P.IVA 10692360968  
PEC: [whysol-e.sviluppo@legalmail.it](mailto:whysol-e.sviluppo@legalmail.it)

**PROGETTO E SIA:**



Via della Resistenza, 46 - 70125 Bari - tel. 080 3215948 fax. 080 2020986

**Il DIRETTORE TECNICO**  
Dott. Ing. Orazio Tricarico



**CONSULENZA:**

EM./REV.	DATA	REDATTO	VERIFICATO	APPROVATO	DESCRIZIONE
0	MAG 2021	B.B.	A.A. - O.T.	A.A. - O.T.	Progetto definitivo

## Sommario

<b>1. PREMESSA .....</b>	<b>2</b>
<b>2. GENERALITA' SUL FENOMENO .....</b>	<b>3</b>
<b>3. RIVESTIMENTO ANTI-RIFLETTENTE .....</b>	<b>4</b>
<b>4. VERIFICA DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO GENERATI DELL'IMPIANTO IN PROGETTO .....</b>	<b>5</b>
<b>4.1. FONDAMENTI DI CALCOLO DEL FORGESOLAR</b>	<b>5</b>
<b>4.2. PROFILI DI RIFLETTANZA DEL MODULO</b>	<b>7</b>
<b>4.3. CONFIGURAZIONE DEL SITO</b>	<b>8</b>
<b>4.1. RECETTORI SENSIBILI</b>	<b>10</b>
<b>4.2. SCHEDA RIEPILOGO ANALISI</b>	<b>12</b>
<b>5. CONCLUSIONI .....</b>	<b>13</b>
<b>6. ALLEGATI .....</b>	<b>14</b>



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **Whysol-E Sviluppo Srl**

*Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e i Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.*

## 1. PREMESSA

Il presente documento è redatto in riferimento al progetto per la **realizzazione di un impianto di generazione energetica alimentato da Fonti Rinnovabili e nello specifico da fonte solare da realizzare nel territorio comunale del Comune di Copertino**, proposto dalla società **Whysol-E Sviluppo Srl** con sede legale in Milano (MI) via Meravigli n. 3, P. IVA 10692360968.

Si precisa, che al fine di verificare potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione aerea, il progetto in oggetto è stato sottoposto ad apposita istruttoria da parte di ENAC in aderenza alle linee guida dell'Ente, già in data 23 marzo 2021 (cft. Ricevuta di Consegna allegata e *Webmodule* generato dal Protocollo Tecnico ENAC allegati in coda alla presente relazione).

In ottemperanza alle richieste esposte nella sopra citata nota dell'A.M., il presente studio intende certificare l'assenza di fenomeni di riflessione e/o abbagliamento generate dall'impianto fotovoltaico in progetto.

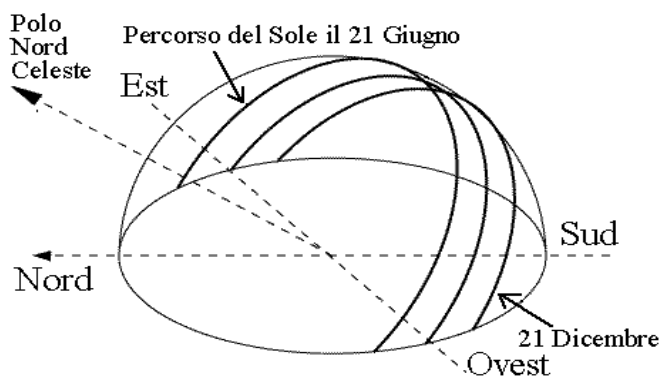
In particolare la verifica è stata condotta avvalendosi degli strumenti analitici e delle metodologie sviluppate da ForgeSolar, approvato dalla FAA statunitense.



## 2. GENERALITA' SUL FENOMENO

Come è ben noto, in conseguenza della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e del contemporaneo moto di rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest (ciò in realtà è letteralmente vero solo nei giorni degli equinozi).

In questo movimento apparente il disco solare raggiunge il punto più alto nel cielo al mezzogiorno locale e descrive un semicerchio inclinato verso la linea dell'orizzonte tanto più in direzione sud quanto più ci si avvicina al solstizio d'inverno (21 Dicembre) e tanto più in direzione nord quanto più ci si avvicina al solstizio d'estate (21 Giugno).



**Figura 1: Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.**

L'irraggiamento globale è la somma dell'irraggiamento diretto e di quello diffuso, ossia l'irraggiamento che non giunge al punto di osservazione seguendo un percorso geometricamente diretto a partire dal sole, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva dell'osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione diretta ad una intensa sorgente luminosa.

Per valutare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera.



### 3. RIVESTIMENTO ANTI-RIFLETTENTE

Le perdite per riflessione rappresentano un importante fattore nel determinare l'efficienza di un modulo fotovoltaico e ad oggi la tecnologia fotovoltaica ha individuato soluzioni in grado di minimizzare un tale fenomeno. Con l'espressione "perdite di riflesso" si intende l'irraggiamento che viene riflesso dalla superficie di un collettore o di un pannello oppure dalla superficie di una cella solare e che quindi non può più contribuire alla produzione di calore e/o di corrente elettrica.

Strutturalmente il componente di un modulo fotovoltaico a carico del quale è principalmente imputabile un tale fenomeno è il rivestimento anteriore del modulo e delle celle solari.

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici di ultima generazione è protetto frontalmente da un vetro temprato anti-riflettente ad alta trasmittanza il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che non ha nulla a che vedere con quello di comuni superfici finestate (vedi Fig. 2).

Al fine di minimizzare la quantità di radiazioni luminose riflesse, inoltre, le singole celle in silicio cristallino sono coperte esteriormente da un rivestimento trasparente antiriflesso grazie al quale penetra più luce nella cella, altrimenti la sola superficie in silicio rifletterebbe circa il 30% della luce solare.



**Figura 2:** Le due immagini dimostrano in modo lampante come, al contrario di un vetro comune (normal glass), il vetro anti-riflesso (Anti-Reflecting glass) che riveste i moduli fotovoltaici (Photo Voltaic Modules) riduca drasticamente la riflessione dei raggi luminosi.



## **4. VERIFICA DEI FENOMENI DI ABBAGLIAMENTO GENERATI DELL'IMPIANTO IN PROGETTO**

### **4.1. Fondamenti di calcolo del Forgesolar**

Il bagliore è tipicamente definito come un lampo momentaneo di luce intensa, spesso causato dal riflesso di una sorgente in movimento. Un tipico esempio di bagliore è un riflesso solare momentaneo generato da un'auto in movimento. L'abbagliamento è definito come una fonte continua di luce intensa. L'abbagliamento è generalmente associato a oggetti fissi che, a causa del lento movimento relativo del sole, riflettono la luce solare per una durata maggiore.

La differenza tra bagliore e abbagliamento è la **durata**. Gli strumenti di analisi dell'abbagliamento standard del settore valutano il verificarsi dell'abbagliamento minuto per minuto; di conseguenza, generalmente si riferiscono ai rischi solari come "abbagliamento".

L'impatto oculare dell'abbagliamento solare è quantificato in tre categorie:

- Verde: basso potenziale di causare un'immagine residua (cecità da flash)
- Giallo: può causare una temporanea immagine residua
- Rosso: possibilità di causare ustioni alla retina (danni permanenti agli occhi).

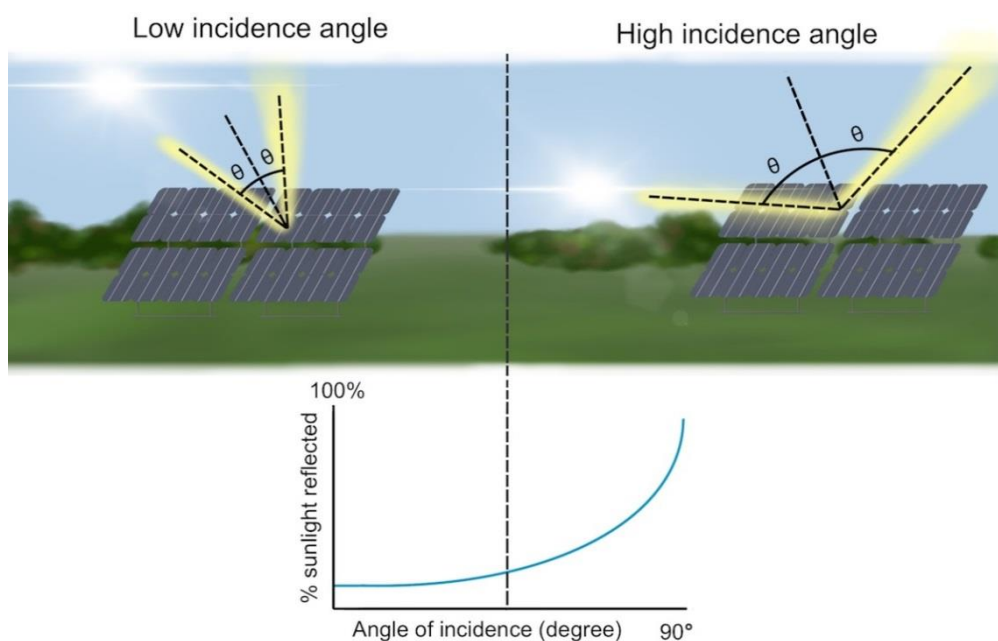
Queste categorie assumono una tipica risposta lampeggiante nell'osservatore. Si noti che l'ustione della retina in genere non è possibile per l'abbagliamento fotovoltaico poiché i moduli fotovoltaici non focalizzano la luce solare riflessa.

L'impatto oculare dell'abbagliamento viene visualizzato con il grafico del rischio di abbagliamento. Questo grafico mostra l'impatto oculare in funzione dell'angolo di sorgente sotteso dall'abbagliamento e dell'irradiazione retinica. Ogni minuto di abbagliamento viene visualizzato sulla carta come un piccolo cerchio nella rispettiva zona di pericolo. Per comodità, viene fornito un punto di riferimento che illustra il pericolo derivante dalla visione del sole senza filtraggio, ovvero dal fissare il sole. Ciascun grafico include l'abbagliamento previsto per un array fotovoltaico e un recettore.



Un fattore chiave di riflettanza è la posizione dei moduli FV rispetto al sole. Un pannello che assorbe il 90% della luce solare diretta può riflettere fino al 60% quando non è rivolto direttamente al sole. Questa situazione è comune per i pannelli a bassa inclinazione durante il tramonto e l'alba.

**L'affermazione spesso ripetuta che i pannelli fotovoltaici riflettono meno del 5% della luce solare è valida solo quando i pannelli sono rivolti direttamente al sole.** Per i pannelli a montaggio fisso, questa affermazione si applica solo durante pochi minuti della giornata, al massimo.



La riflettanza del pannello fotovoltaico dipende dall'angolo di incidenza tra la normale del pannello (cioè di fronte) e la posizione del sole. Un ampio angolo di incidenza produce una luce solare più riflessa.

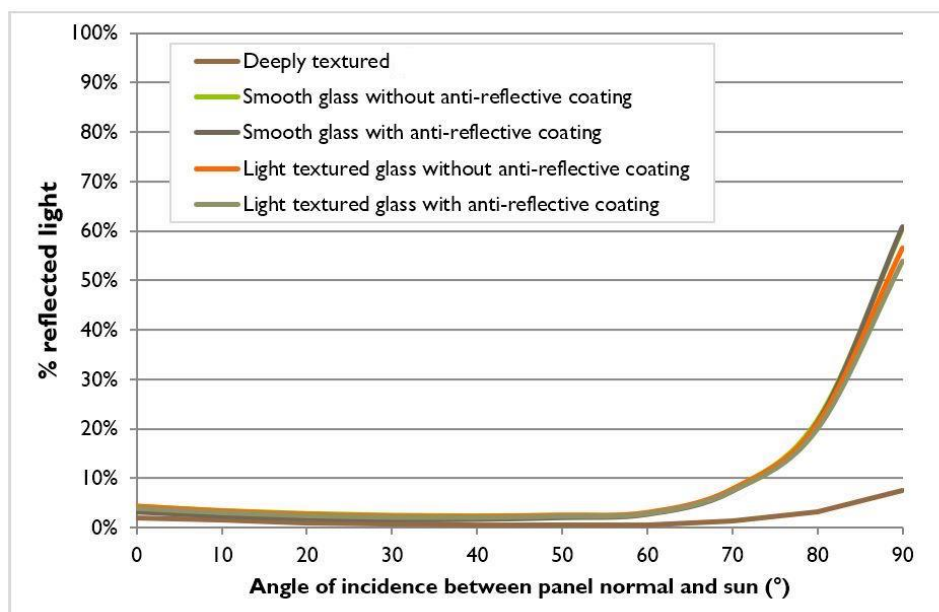


## 4.2. Profili di riflettanza del modulo

Sandia National Laboratories ha sviluppato cinque profili di riflettanza del materiale dei moduli fotovoltaici generici analizzando oltre venti campioni di moduli fotovoltaici. Questi profili sono disponibili in ForgeSolar e consentono di personalizzare le proprietà del materiale del campo fotovoltaico durante l'analisi.

La figura seguente illustra la riflettanza di ciascun profilo di materiale in funzione dell'angolo di incidenza, dove un angolo di 0 ° implica che i pannelli siano direttamente rivolti verso il sole. Ad esempio, un angolo di visuale elevato vicino a 90 ° per i pannelli con inclinazione di 0 ° (distesi in piano) si verifica ogni giorno all'alba e al tramonto.

I rivestimenti antiriflesso (ARC) e la testurizzazione della superficie possono ridurre la riflettività del pannello, ma questa riduzione è in genere inferiore all'8%. Inoltre, una maggiore strutturazione della superficie può aumentare la dimensione dell'angolo di sorgente sotteso (cioè punto di abbagliamento).



Nel caso di studio, considerate le caratteristiche del pannello riportate nella scheda tecnica sono stati considerati sia il rivestimento antiriflesso (ARC) che la testurizzazione della superficie.





Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **Whysol-E Sviluppo Srl**

*Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e i Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.*

### 4.3. Configurazione del sito

L'impianto in progetto viene imputato all'interno di Forgesolar attraverso i dati di input relativi alla Configurazione del sito.

Il sito è rappresentato da un gruppo di uno o più array FV, ciascuno con un singolo orientamento e inclinazione del modulo e relativi recettori. Una valutazione completa può comprendere più di una configurazione del sito al fine di valutare varie opzioni di orientamento e inclinazione. Una configurazione del sito è l'unità "atomica" di analisi dell'abbagliamento e viene generalmente creata nell'editor della mappa.

#### Analysis Parameters

DNI: peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>  
Time interval: 1 min  
Ocular transmission coefficient: 0.5  
Pupil diameter: 0.002 m  
Eye focal length: 0.017 m  
Sun subtended angle: 9.3 mrad  
Site Config ID: 54041.9695



**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Single-axis rotation  
**Tracking axis orientation:** 180.0°  
**Tracking axis tilt:** 0.0°  
**Tracking axis panel offset:** 0.0°  
**Max tracking angle:** 60.0°  
**Resting angle:** 60.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Light textured glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Elaborato: **Verifica dei fenomeni di abbagliamento**

Rev. 0 – Maggio 2021

Pagina 8 di 14

Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **Whysol-E Sviluppo Srl**

*Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e i Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.*

**Name:** PV array 2

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



**Name:** PV array 3

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



**Name:** PV array 4

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



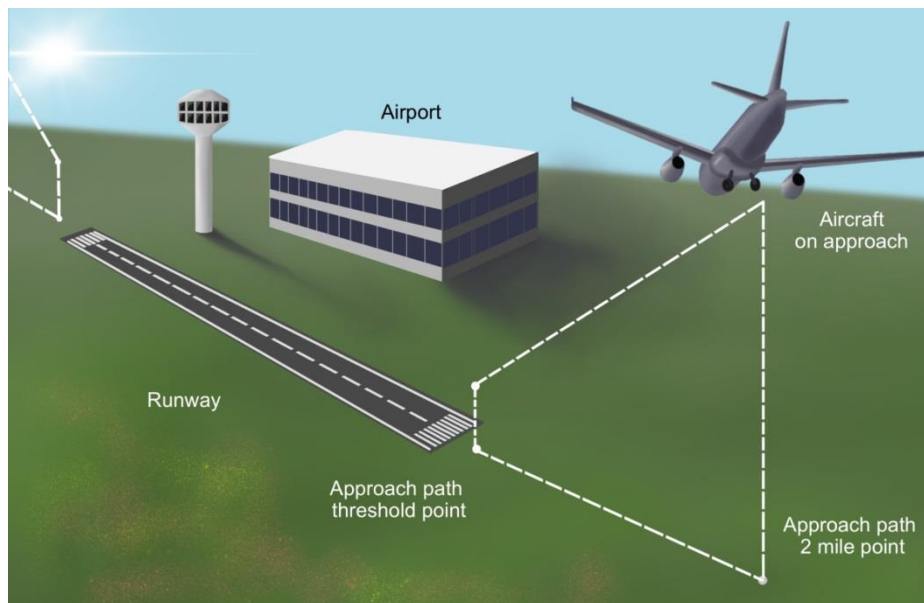
**Figura 5: Configurazione degli array del progetto oggetto di verifica**



#### 4.1. Recettori sensibili

I recettori sensibili inseriti nel modello di calcolo sono:

- Recettore del percorso di volo di 2 miglia: simula un aereo che segue un percorso di avvicinamento in linea retta verso una pista.



*Illustrazione di un aeromobile che utilizza un percorso di avvicinamento di 2 miglia verso l'aeroporto*

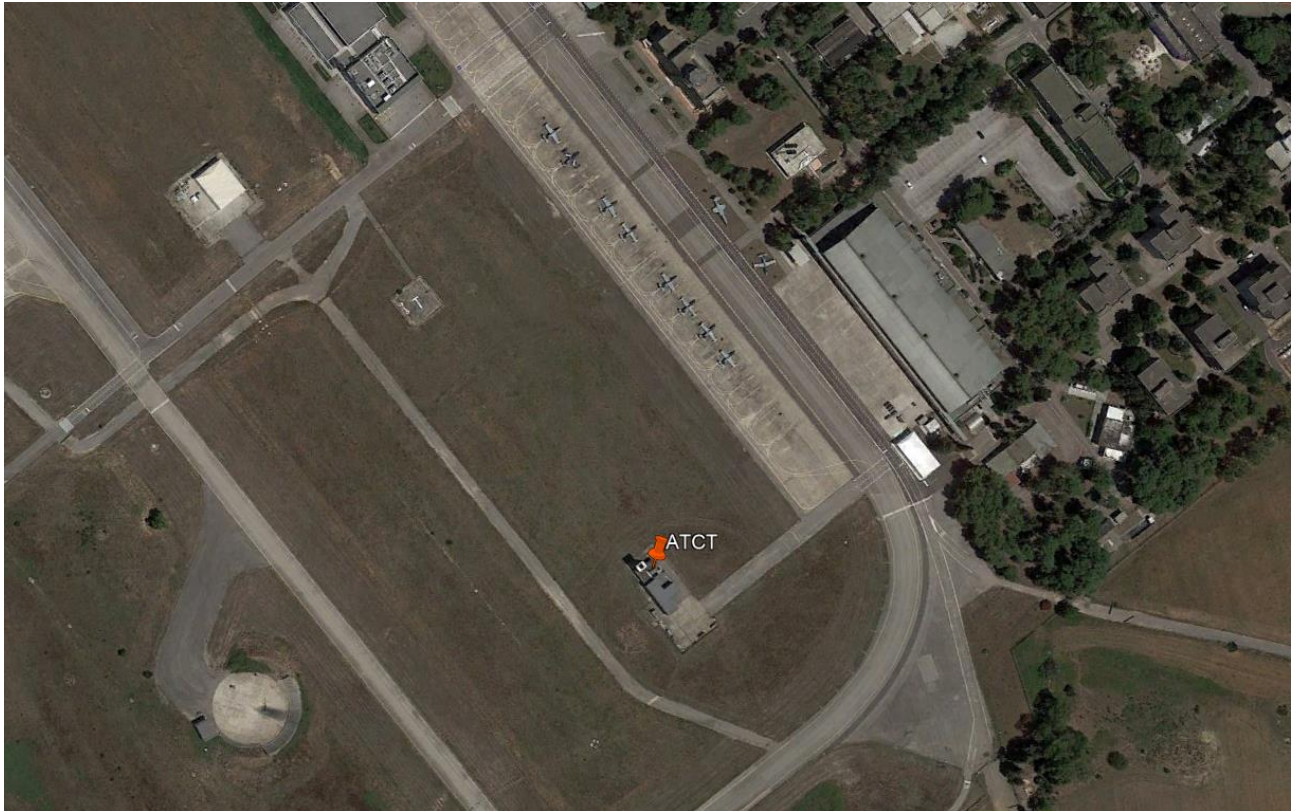
- Recettore del punto di osservazione: Il recettore del punto di osservazione ("OP") simula un osservatore in una posizione singola e discreta, definita da una latitudine, longitudine, elevazione e altezza dal suolo. Inoltre, può essere contrassegnato per rappresentare una torre di controllo del traffico aereo ("ATCT") per scopi aerei.



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **Whysol-E Sviluppo Srl**

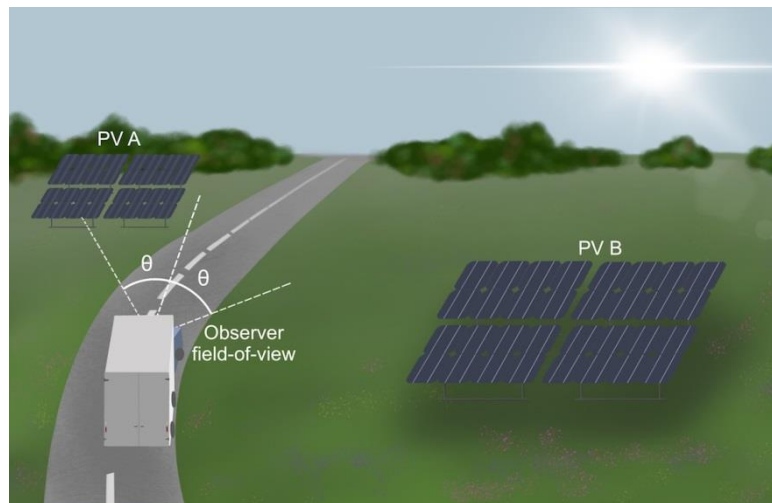
*Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e i Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.*



**ATCT dell'Aeroporto di militare di Galatina**

- Ricevitore di rotta: Il ricevitore di rotta è una rappresentazione multi-linea generica che può simulare gli osservatori che viaggiano lungo percorsi continui come strade, ferrovie, percorsi per elicotteri e tracce di volo multi-segmento (nel caso di studio a vantaggio di sicurezza è stata verificata anche la pista di atterraggio utilizzando questo tipo di recettore, oltre alle verifiche condotte con il *Recettore del percorso di volo di 2 miglia*).





Il campo visivo del recettore del percorso è definito dall'angolo di visione (*theta*) a sinistra ea destra. Il FOV predefinito è 100 ° (ovvero angolo di visione 2 \* 50 °).

## 4.2. Scheda riepilogo analisi

Al termine dell'elaborazione, Forgesolar genera il report di analisi abbagliamento, la scheda di riepilogo, include una tabella che riepiloga l'abbagliamento previsto (espresso in minuti), nonché tabulazioni compatte dei componenti e dei loro parametri.

Si riporta di seguito i risultati ottenuti nel caso di studio.

PV Array Name	Tilt	Orient	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy
	(°)	(°)	min	min	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 3	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 4	SA tracking	SA tracking	0	0	-

Il report inoltre riporta nel dettaglio per ciascun array la verifica puntuale rispetto a ciascun recettore valutato.



## 5. CONCLUSIONI

Dalle analisi condotte e riportate nel presente documento e dai dati desunti dai documenti in allegato è possibile affermare che **l'impianto in progetto, da realizzare nel comune di Copertino, non genererà fenomeni di abbagliamento e/o riflessione che potrebbero costituire potenziali pericoli e ostacoli per la navigazione aerea.**

D'altra parte, ad oggi, numerosi sono in Italia gli aeroporti che si sono dotati di impianti fotovoltaici per soddisfare il loro fabbisogno energetico (es. Bari Palese: Aeroporto Karol Wojtyla; Roma: Aeroporto Leonardo da Vinci; Bolzano: aeroporto Dolomiti ecc...). Indipendentemente dalle scelte progettuali, risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso generato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali o delle abitazioni nelle zone limitrofe.



**Figura 4: Esempi di impianti fotovoltaici in ambito aeroportuale. La disposizione dei moduli fotovoltaici in prossimità delle piste di atterraggio/decollo non rappresenta un rischio per la sicurezza.**



Consulenza: **Atech srl**

Proponente: **Whysol-E Sviluppo Srl**

*Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e i Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.*

## **6. ALLEGATI**

- FORGESOLAR REPORT
- SCHEDA TECNICA PANNELLI
- RICEVUTA PEC RELATIVA ALL'ATTIVAZIONE DI STRUTTURA TECNICA PRESSO ENAC
- ENAC WEBMODULE



# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

---

Project: **PV COPERTINO**

Progetto integrato di impianto agro-ovi-fotovoltaico e biomonitoraggio ambientale con annesso sistema di accumulo e opere di connessione alla RTN da realizzare nei comuni di Copertino (LE) e di Galatina (LE) - Potenza nominale impianto PV 60.000 kW.

Site configuration: **PV COPERTINO**

Analysis conducted by ORAZIO TRICARICO (atechsrl@libero.it) at 08:00 on 21 May, 2021.

## U.S. FAA 2013 Policy Adherence

The following table summarizes the policy adherence of the glare analysis based on the 2013 U.S. Federal Aviation Administration Interim Policy 78 FR 63276. This policy requires the following criteria be met for solar energy systems on airport property:

- No "yellow" glare (potential for after-image) for any flight path from threshold to 2 miles
- No glare of any kind for Air Traffic Control Tower(s) ("ATCT") at cab height.
- Default analysis and observer characteristics (see list below)

ForgeSolar does not represent or speak officially for the FAA and cannot approve or deny projects. Results are informational only.

COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
2-mile flight path(s)	PASS	Flight path receptor(s) do not receive yellow glare
ATCT(s)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

Default glare analysis parameters and observer eye characteristics (for reference only):

- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

FAA Policy 78 FR 63276 can be read at <https://www.federalregister.gov/d/2013-24729>



# SITE CONFIGURATION

## Analysis Parameters

DNI: peaks at 1,000.0 W/m<sup>2</sup>  
 Time interval: 1 min  
 Ocular transmission coefficient: 0.5  
 Pupil diameter: 0.002 m  
 Eye focal length: 0.017 m  
 Sun subtended angle: 9.3 mrad  
 Site Config ID: 54041.9695



## PV Array(s)

**Name:** PV array 1  
**Axis tracking:** Single-axis rotation  
**Tracking axis orientation:** 180.0°  
**Tracking axis tilt:** 0.0°  
**Tracking axis panel offset:** 0.0°  
**Max tracking angle:** 60.0°  
**Resting angle:** 60.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Light textured glass with AR coating  
**Reflectivity:** Vary with sun  
**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.253295	18.076681	35.52	1.30	36.82
2	40.252067	18.074299	33.40	1.30	34.70
3	40.250871	18.075093	33.35	1.30	34.65
4	40.249745	18.074991	33.70	1.30	35.00
5	40.249172	18.075871	34.82	1.30	36.12
6	40.249172	18.077545	35.04	1.30	36.34
7	40.247452	18.079025	35.01	1.30	36.31
8	40.246684	18.077419	35.76	1.30	37.06
9	40.242818	18.080724	36.45	1.30	37.75
10	40.244342	18.081797	35.91	1.30	37.21
11	40.245635	18.080359	35.56	1.30	36.86
12	40.246667	18.080574	35.52	1.30	36.82
13	40.247224	18.081432	35.85	1.30	37.15
14	40.250238	18.078900	35.42	1.30	36.72
15	40.251777	18.077698	35.61	1.30	36.91

**Name:** PV array 2

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.245234	18.084500	38.12	1.30	39.42
2	40.244792	18.085155	38.36	1.30	39.66
3	40.244284	18.084640	37.73	1.30	39.03
4	40.243916	18.085048	37.83	1.30	39.13
5	40.244350	18.085949	39.65	1.30	40.95
6	40.243940	18.086539	39.62	1.30	40.92
7	40.243678	18.086947	39.67	1.30	40.97
8	40.242941	18.087762	39.52	1.30	40.82
9	40.242810	18.087526	39.37	1.30	40.67
10	40.242442	18.087934	39.47	1.30	40.77
11	40.242581	18.088180	39.53	1.30	40.83
12	40.241913	18.089001	39.28	1.30	40.58
13	40.241250	18.087381	38.26	1.30	39.56
14	40.242003	18.086576	38.31	1.30	39.61
15	40.240787	18.083939	39.64	1.30	40.94
16	40.240345	18.084186	36.34	1.30	37.64
17	40.239453	18.082369	40.66	1.30	41.96
18	40.239842	18.082037	40.44	1.30	41.74
19	40.240203	18.082740	39.88	1.30	41.18
20	40.241881	18.081224	37.21	1.30	38.51
21	40.241930	18.081213	37.23	1.30	38.53
22	40.243525	18.084320	36.75	1.30	38.05
23	40.243930	18.083542	36.17	1.30	37.47

**Name:** PV array 3

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.239402	18.090504	39.57	1.30	40.87
2	40.238951	18.089753	35.60	1.30	36.90
3	40.238132	18.090375	40.36	1.30	41.66
4	40.237772	18.089774	40.95	1.30	42.25
5	40.236175	18.091234	42.00	1.30	43.30
6	40.234165	18.092919	41.22	1.30	42.52
7	40.232330	18.094432	41.53	1.30	42.83
8	40.232502	18.095054	40.66	1.30	41.96
9	40.232568	18.095741	41.04	1.30	42.34
10	40.232527	18.096588	41.35	1.30	42.65
11	40.232453	18.097221	41.37	1.30	42.67
12	40.232535	18.097683	42.27	1.30	43.57
13	40.233067	18.097339	41.78	1.30	43.08
14	40.233764	18.096932	41.28	1.30	42.58
15	40.234525	18.096706	41.45	1.30	42.75
16	40.234813	18.096490	40.74	1.30	42.04
17	40.233896	18.094140	40.47	1.30	41.77
18	40.237488	18.091096	39.55	1.30	40.85

**Name:** PV array 4

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 60.0°

**Resting angle:** 60.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Light textured glass with AR coating

**Reflectivity:** Vary with sun

**Slope error:** correlate with material



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.243430	18.090096	40.86	1.30	42.16
2	40.244388	18.093626	45.25	1.30	46.55
3	40.244011	18.093808	45.60	1.30	46.90
4	40.244175	18.094463	47.28	1.30	48.58
5	40.244544	18.094269	47.40	1.30	48.70
6	40.244765	18.094935	47.27	1.30	48.57
7	40.244830	18.094924	47.31	1.30	48.61
8	40.245183	18.096050	49.03	1.30	50.33
9	40.245829	18.098336	52.48	1.30	53.78
10	40.246738	18.101479	51.68	1.30	52.98
11	40.245518	18.102016	54.07	1.30	55.37
12	40.246345	18.105095	55.75	1.30	57.05
13	40.246214	18.105159	55.62	1.30	56.92
14	40.246091	18.105266	55.89	1.30	57.19
15	40.245772	18.105503	54.96	1.30	56.26
16	40.245371	18.105706	55.98	1.30	57.28
17	40.245011	18.106050	56.41	1.30	57.71
18	40.244642	18.106296	56.06	1.30	57.36
19	40.244011	18.107126	55.59	1.30	56.89
20	40.242532	18.101826	54.11	1.30	55.41
21	40.240853	18.095967	47.66	1.30	48.96
22	40.241402	18.095109	45.06	1.30	46.36
23	40.242090	18.095109	47.96	1.30	49.26
24	40.242491	18.096504	49.49	1.30	50.79
25	40.244162	18.096697	49.17	1.30	50.47
26	40.243662	18.094776	47.44	1.30	48.74
27	40.243572	18.094755	47.45	1.30	48.75
28	40.242356	18.090593	40.91	1.30	42.21

## Flight Path Receptor(s)

**Name:** FP 1

**Description:**

**Threshold height:** 15 m

**Direction:** 146.0°

**Glide slope:** 3.0°

**Pilot view restricted?** Yes

**Vertical view:** 30.0°

**Azimuthal view:** 50.0°



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	40.245904	18.126937	45.99	15.24	61.23
Two-mile	40.269877	18.105736	47.04	182.87	229.91

**Name:** FP 2

**Description:**

**Threshold height:** 15 m

**Direction:** 324.8°

**Glide slope:** 3.0°

**Pilot view restricted?** Yes

**Vertical view:** 30.0°

**Azimuthal view:** 50.0°

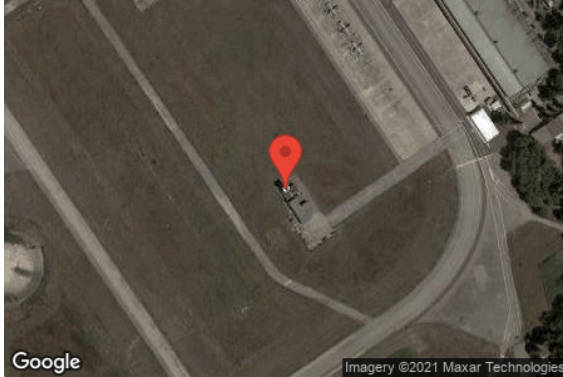


Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	40.232255	18.139105	46.98	15.24	62.22
Two-mile	40.208632	18.160967	54.99	175.92	230.91

## Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	40.239928	18.141625	47.36	20.00
OP 2	2	40.242448	18.139830	46.50	3.00
OP 3	3	40.238070	18.137525	46.68	3.00
OP 4	4	40.238365	18.138684	46.76	3.00

Map image of 1-ATCT



## Route Receptor(s)

**Name:** Route 1

**Path type:** Two-way

**Observer view angle:** 50.0°

**Note:** Route receptors are excluded from this FAA policy review. Use the 2-mile flight path receptor to simulate flight paths according to FAA guidelines.



Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
1	40.245880	18.126902	45.84	0.00	45.84
2	40.232249	18.139095	46.93	0.00	46.93

# GLARE ANALYSIS RESULTS

## Summary of Glare

PV Array Name	Tilt (°)	Orient (°)	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 2	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 3	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 4	SA tracking	SA tracking	0	0	-

*Total annual glare received by each receptor*

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	0	0
1-ATCT	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
Route 1	0	0

## Results for: PV array 1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	0	0
1-ATCT	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
Route 1	0	0

### **Flight Path: FP 1**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Flight Path: FP 2**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Point Receptor: 1-ATCT**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 2**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 3**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 4**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

### **Route: Route 1**

0 minutes of yellow glare  
0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 2**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
FP 1	0	0
FP 2	0	0
1-ATCT	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
Route 1	0	0



### **Flight Path: FP 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: FP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: 1-ATCT**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 3**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 4**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Route: Route 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 3**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
FP 1	0	0
FP 2	0	0
1-ATCT	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
Route 1	0	0

### **Flight Path: FP 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: FP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: 1-ATCT**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 3**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 4**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Route: Route 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 4**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
FP 1	0	0
FP 2	0	0
1-ATCT	0	0
OP 2	0	0
OP 3	0	0
OP 4	0	0
Route 1	0	0

### **Flight Path: FP 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: FP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: 1-ATCT**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 2**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 3**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Point Receptor: OP 4**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Route: Route 1**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

# Assumptions

---

"Green" glare is glare with low potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

"Yellow" glare is glare with potential to cause an after-image (flash blindness) when observed prior to a typical blink response time.

Times associated with glare are denoted in Standard time. For Daylight Savings, add one hour.

Glare analyses do not account for physical obstructions between reflectors and receptors. This includes buildings, tree cover and geographic obstructions.

Several calculations utilize the PV array centroid, rather than the actual glare spot location, due to algorithm limitations. This may affect results for large PV footprints. Additional analyses of array sub-sections can provide additional information on expected glare.

The subtended source angle (glare spot size) is constrained by the PV array footprint size. Partitioning large arrays into smaller sections will reduce the maximum potential subtended angle, potentially impacting results if actual glare spots are larger than the sub-array size.

Additional analyses of the combined area of adjacent sub-arrays can provide more information on potential glare hazards. (See previous point on related limitations.)

Glare locations displayed on receptor plots are approximate. Actual glare-spot locations may differ.

Glare vector plots are simplified representations of analysis data. Actual glare emanations and results may differ.

The glare hazard determination relies on several approximations including observer eye characteristics, angle of view, and typical blink response time. Actual results and glare occurrence may differ.

Hazard zone boundaries shown in the Glare Hazard plot are an approximation and visual aid based on aggregated research data. Actual ocular impact outcomes encompass a continuous, not discrete, spectrum.

Refer to the Help page at [www.forgesolar.com/help/](http://www.forgesolar.com/help/) for assumptions and limitations not listed here.

Preliminary

Mono Multi Solutions



BIFACIAL DUAL GLASS MONOCRYSTALLINE MODULE

PRODUCT: TSM-DEG20C.20

PRODUCT RANGE: 580-600W

600W+

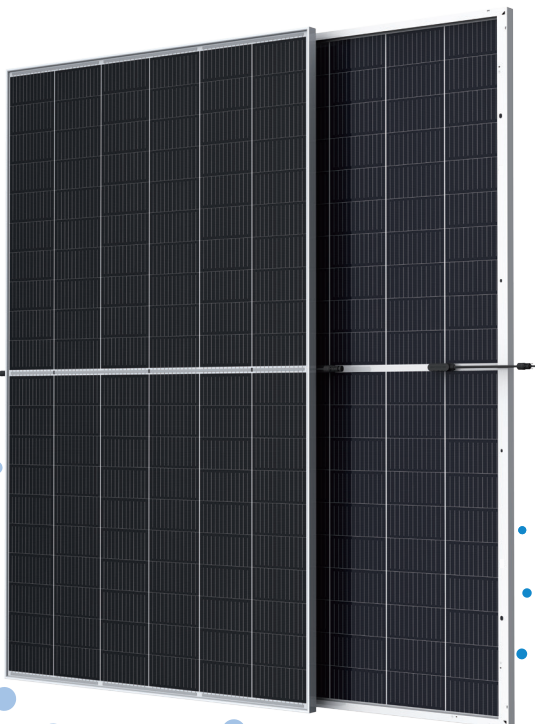
MAXIMUM POWER OUTPUT

0~+5W

POSITIVE POWER TOLERANCE

21.2%

MAXIMUM EFFICIENCY



High customer value

- Lower LCOE (Levelized Cost Of Energy), reduced BOS (Balance of System) cost, shorter payback time
- Lowest guaranteed first year and annual degradation;
- Designed for compatibility with existing mainstream system components
- Higher return on Investment



High power up to 600W

- Up to 21.2% module efficiency with high density interconnect technology
- Multi-busbar technology for better light trapping effect, lower series resistance and improved current collection



High reliability

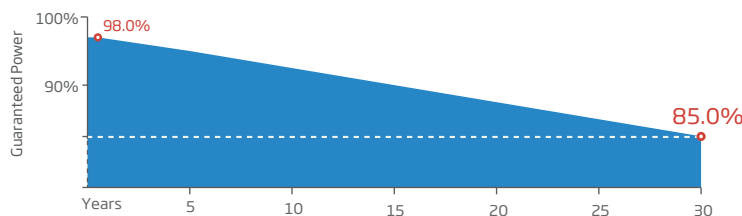
- Minimized micro-cracks with innovative non-destructive cutting technology
- Ensured PID resistance through cell process and module material control
- Resistant to harsh environments such as salt, ammonia, sand, high temperature and high humidity areas
- Mechanical performance up to 5400 Pa positive load and 2400 Pa negative load



High energy yield

- Excellent IAM (Incident Angle Modifier) and low irradiation performance, validated by 3rd party certifications
- The unique design provides optimized energy production under inter-row shading conditions
- Lower temperature coefficient (-0.34%) and operating temperature
- Up to 25% additional power gain from back side depending on albedo

Trina Solar's Vertex Bifacial Dual Glass Performance Warranty



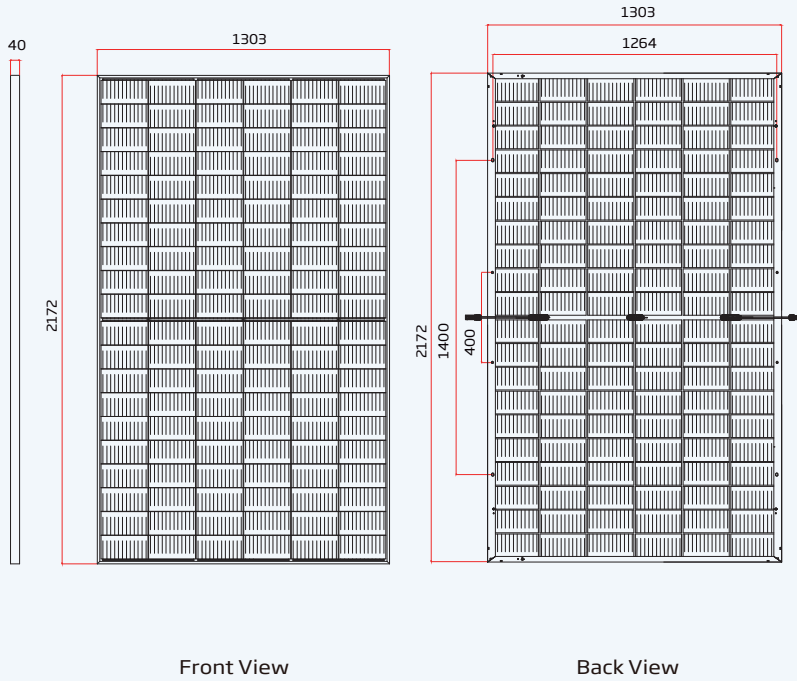
Comprehensive Products and System Certificates



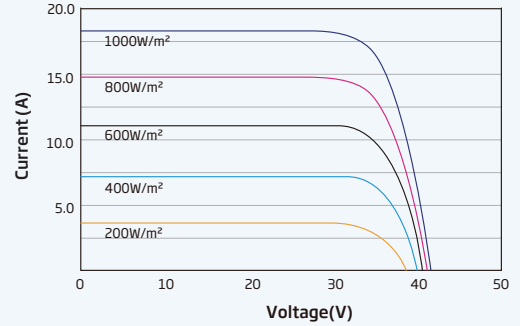
IEC61215/IEC61730/IEC61701/IEC62716/UL61730  
 ISO 9001: Quality Management System  
 ISO 14001: Environmental Management System  
 ISO14064: Greenhouse Gases Emissions Verification  
 ISO45001: Occupational Health and Safety Management System



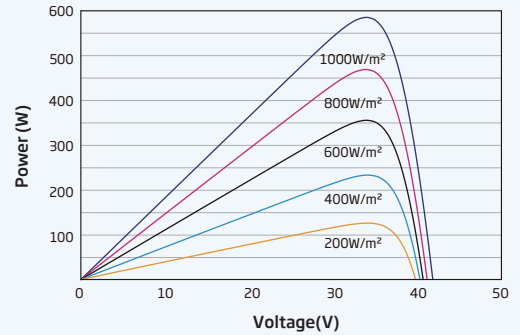
### DIMENSIONS OF PV MODULE(mm)



### I-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



### P-V CURVES OF PV MODULE(590 W)



### ELECTRICAL DATA (STC)

Peak Power Watts - P <sub>MAX</sub> (Wp)*	580	585	590	595	600
Power Tolerance - P <sub>MAX</sub> (W)	0 ~ +5				
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	17.16	17.21	17.25	17.30	17.34
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	18.21	18.26	18.31	18.36	18.42
Module Efficiency η <sub>m</sub> (%)	20.5	20.7	20.8	21.0	21.2

STC: Irradiance 1000W/m<sup>2</sup>, Cell Temperature 25°C, Air Mass AM1.5. \*Measuring tolerance: ±3%.

### Electrical characteristics with different power bin (reference to 10% Irradiance ratio)

Total Equivalent power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	621	626	631	637	642
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	33.8	34.0	34.2	34.4	34.6
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	18.36	18.41	18.46	18.51	18.55
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	40.9	41.1	41.3	41.5	41.7
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	19.48	19.54	19.59	19.65	19.71
Irradiance ratio (rear/front)	10%				

Power Bifaciality: 70±5%.

### ELECTRICAL DATA (NOCT)

Maximum Power - P <sub>MAX</sub> (Wp)	439	443	447	451	454
Maximum Power Voltage - V <sub>MPP</sub> (V)	31.5	31.7	31.9	32.0	32.2
Maximum Power Current - I <sub>MPP</sub> (A)	13.93	13.97	14.01	14.06	14.10
Open Circuit Voltage - V <sub>OC</sub> (V)	38.5	38.7	38.9	39.1	39.3
Short Circuit Current - I <sub>SC</sub> (A)	14.68	14.72	14.76	14.80	14.84

NOCT: Irradiance at 800W/m<sup>2</sup>, Ambient Temperature 20°C, Wind Speed 1m/s.

### MECHANICAL DATA

Solar Cells	Monocrystalline
No. of cells	120 cells
Module Dimensions	2172×1303×40 mm (85.51×51.30×1.57 inches)
Weight	35.3 kg (77.8 lb)
Front Glass	2.0 mm (0.08 inches), High Transmission, AR Coated Heat Strengthened Glass
Encapsulant material	POE/EVA
Back Glass	2.0 mm (0.08 inches), Heat Strengthened Glass (White Grid Glass)
Frame	40mm(1.57 inches) Anodized Aluminium Alloy
J-Box	IP 68 rated
Cables	Photovoltaic Technology Cable 4.0mm <sup>2</sup> (0.006 inches <sup>2</sup> ), Portrait: 280/280 mm(11.02/11.02 inches) Landscape: 1400/1400 mm(55.12/55.12 inches)
Connector	MC4 EV02 / TS4*

\*Please refer to regional datasheet for specified connector.

### TEMPERATURE RATINGS

NOCT (Nominal Operating Cell Temperature)	43°C (±2°C)
Temperature Coefficient of P <sub>MAX</sub>	-0.34%/°C
Temperature Coefficient of V <sub>OC</sub>	-0.25%/°C
Temperature Coefficient of I <sub>SC</sub>	0.04%/°C

### MAXIMUM RATINGS

Operational Temperature	-40~+85°C
Maximum System Voltage	1500V DC (IEC) 1500V DC (UL)
Max Series Fuse Rating	35A

### WARRANTY

12 year Product Workmanship Warranty  
30 year Power Warranty  
2% first year degradation  
0.45% Annual Power Attenuation

(Please refer to product warranty for details)

### PACKAGING CONFIGURATION

Modules per 40' container: 448 pieces

**Data:** 23 marzo 2021, 16:37:43  
**Da:** posta-certificata@pec.aruba.it  
**A:** atechsrl@legalmail.it  
**Tipo:** Ricevuta di avvenuta consegna  
**Oggetto:** CONSEGNA: Istanza di valutazione di un impianto fotovoltaico di proprietà di WHYSOL-E SVILUPPOS.R.L., nel comune di Copertino (LE) ? MWEB\_2021\_0434 Ver.1  
**Allegati:** daticert.xml (1.4 KB)  
postacert.eml (1.4 MB) **Messaggio di posta elettronica**  
smime.p7s (9.2 KB)

## Ricevuta di avvenuta consegna

---

Il giorno 23/03/2021 alle ore 16:37:43 (+0100) il messaggio "Istanza di valutazione di un impianto fotovoltaico di proprietà di WHYSOL-E SVILUPPOS.R.L., nel comune di Copertino (LE) ? MWEB\_2021\_0434 Ver.1" proveniente da "atechsrl@legalmail.it" ed indirizzato a "protocollo@pec.enac.gov.it" è stato consegnato nella casella di destinazione.  
Identificativo messaggio: 92125894.02A4E881.5FBC0287.663F13E4.posta-certificata@legalmail.it

Messaggio di posta elettronica allegato :	postacert.eml
---	---------------

**Data:** 23 marzo 2021, 16:37:38  
**Da:** ATECHSRL <atechsrl@legalmail.it>  
**A:** protocollo@pec.enac.gov.it  
**Tipo:** Messaggio originale  
**Oggetto:** Istanza di valutazione di un impianto fotovoltaico di proprietà di WHYSOL-E SVILUPPOS.R.L., nel comune di Copertino (LE) ? MWEB\_2021\_0434 Ver.1  
**Allegati:** Assessment\_Signed\_Document (2).pdf (695.9 KB)  
WEBMODULE.pdf (312.7 KB)  
Faedo Luca - Carta d'identità.pdf (180.0 KB)  
fattura\_BD3\_2021\_6972.pdf (220.3 KB)

Gent.mi,  
si trasmette in allegato quanto in oggetto.

Cordialità

--

-----

**MWEB\_2021\_0434Ver.1**

**Richiedente**

<b>Nome</b>	WHYSOL-E SVILUPPO S.R.L.	<b>Cognome</b>		<b>C.F./P.IVA</b>	10692360968
<b>Citta</b>	Milano	<b>Provincia</b>	Milano	<b>CAP</b>	20123
<b>Indirizzo</b>	VIA MERAUVIGLI			<b>NR</b>	3
<b>Email</b>	whysol-e.sviluppo@legalmail.it		<b>PEC</b>	whysol-e.sviluppo@legalmail.it	
<b>Telefono</b>	02359605	<b>Cellulare</b>	02359605	<b>Fax</b>	

**Proprietario**

<b>Nome</b>	WHYSOL-E SVILUPPO S.R.L.	<b>Cognome</b>		<b>C.F./P.IVA</b>	10692360968
<b>Citta</b>	Milano	<b>Provincia</b>	Milano	<b>CAP</b>	20123
<b>Indirizzo</b>	VIA MERAUVIGLI			<b>NR</b>	3
<b>Email</b>	whysol-e.sviluppo@legalmail.it		<b>PEC</b>	whysol-e.sviluppo@legalmail.it	
<b>Telefono</b>	02359605	<b>Cellulare</b>	02359605	<b>Fax</b>	

**Tecnico**

<b>Nome</b>	Orazio	<b>Cognome</b>	Tricarico
<b>Nome Registro</b>	Ingenieri della provincia di Bari	<b>Numero Registro</b>	4985

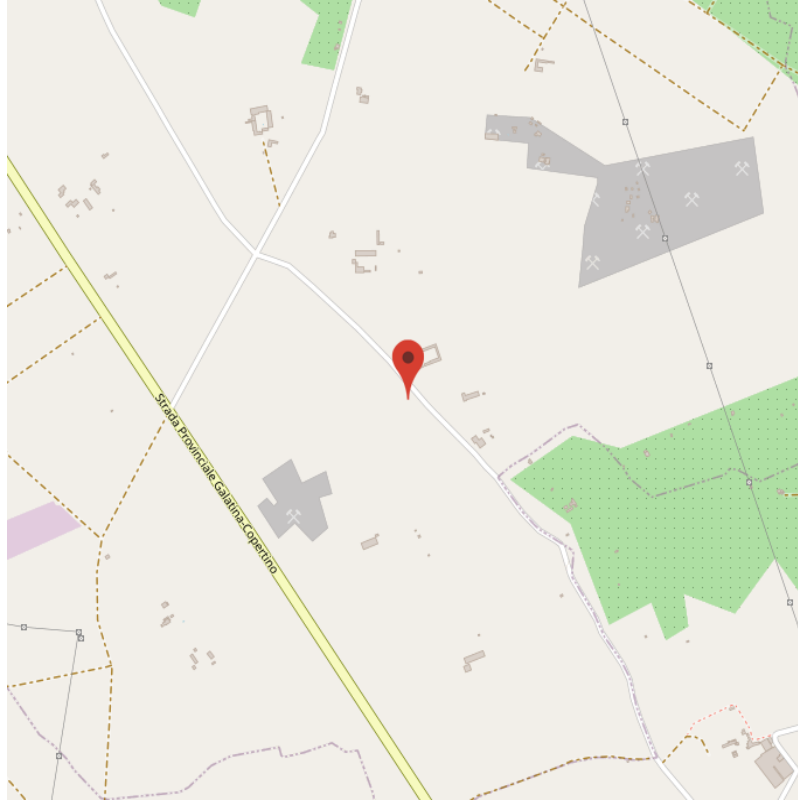
**Dati Ostacolo**

<b>Tipologia Ostacolo</b>	Impianto Fotovoltaico	<b>Altro Tipo</b>		<b>Materiale</b>	Alluminio-Silicio-Vetro
---------------------------	-----------------------	-------------------	--	------------------	-------------------------

**Risultati**

Nr	Latitudine WGS84	Longitudine WGS84	Quota terreno (m)	Altezza al top (m)	Elevazione al top (m)	Raggio (m)	Franco verticale (m)	Aeroporto più vicino	Radioassistenza a più vicina
	Regione: PUGLIA	Provincia: LE	Città: Copertino	Località : Inserisci la località					
1	40°14'31.0400" N	18°5'19.0000" E	44.00	2.55	46.55	.00	.00	LECCE/Galati na - 3.82 Km	LCC(VOR) - 3.63 Km





### Nota

### Documenti Allegati

Nr	Nome	Descrizione
1	Verifica abbagliameto visivo.pdf	Altri allegati
2	ALL.1_Inquadrane nto su base IGM.pdf	Cartografia IGM 1:25000
3	EP05_RilievoPlano Altimetrico.pdf	Elaborato architettonico / Profilo
4	EP08_Particolare struttura portapannelli.pdf	Elaborato architettonico / Profilo

5	ALL.2_Inquadramento su base ORTOFOTO.pdf	Immagine satellitare
---	--	----------------------

Data 19/03/2021

Firma e timbro del Progettista / del Tecnico abilitato.....

