

# Wood Solare Italia S.r.l.

**Impianto agro-fotovoltaico da 37.613,4 kWp  
(33.860 kW in immissione) ed opere connesse**

**Comune di Manfredonia (FG)**

## **Progetto Definitivo Impianto agro-fotovoltaico**

Allegato 24 – Studio aeronautico sui possibili fenomeni di  
abbagliamento



Professionista incaricato: Ing. Pierpaolo Vittorini – Ordine degli Ingegneri della Provincia di Roma n.A34006

Rev. 0

Febbraio 2022

**wood.**



**Oggetto:** Realizzazione di un impianto fotovoltaico su terreno sito nel Comune di Manfredonia (FG).  
Valutazione di compatibilità ostacoli e pericoli alla navigazione aerea ex articoli 709, comma 2, e 711 del Codice della Navigazione Aerea e DM n.258 del 19/12/2012 art. 3.5.



**Figura 1** – In evidenza il terreno sul quale è prevista l'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico. Nell'immagine è inquadrato anche l'Aeroporto Militare di Amendola.

## **Studio aeronautico sui possibili fenomeni di abbagliamento generati dall'impianto agro-fotovoltaico previsto su terreno sito nel Comune di Manfredonia (FG).**

**POTENZA INSTALLATA:** 37.613,4 kWp

**AREA TERRENO INTERESSATA DALL'IMPIANTO:** 51 ha (circa)

**SUPERFICIE CAPTANTE NETTA IMPIANTO:** 17 ha (circa)

**COMMITTENTE PROGETTO:** Wood Solare Italia S.r.l.

Via S. Caboto, 15  
20094 Corsico (MI)

**Tecnico:** Ing. Pierpaolo Vittorini

**PROGETTISTA:**

Ing. Daniele Cavallo  
C.F: CVLDNL79S08F152G  
Ordine Ingegneri Prov. Brindisi n.1220



## INDICE

Premessa.....	Pag.3
1. Radiazione solare della zona e diagrammi solari.....	Pag.6
2. Posizione e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico.....	Pag.10
3. Caratteristiche tecniche e materiali di moduli FV .....	Pag.13
4. Criteri di funzionamento del sistema di inseguimento mono-assiale .....	Pag.14
5. Strumento di calcolo e valutazione del danno oculare .....	Pag.15
6. Criteri di verifica.....	Pag.18
7. Risultati delle verifiche e conclusioni.....	Pag.19
Allegato A - Estratto del manuale tecnico sui criteri di analisi per la valutazione delle riflessioni.....	Pag.23
Allegato B - Dati di input impianto e traiettorie di volo oggetto di verifica.....	Pag.28
Allegato C - Verifica sui pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo.....	Pag.40

## PREMESSA

La **Wood Solare Italia S.r.l.** intende realizzare un impianto agro-fotovoltaico su terreno sito nel Comune di Manfredonia, in Provincia di Foggia. Il lotto di terreno interessato dall'installazione dell'impianto, evidenziato nella **Fig. 2**, si presenta coltivato, con una morfologia pianeggiante ed un'altitudine sul livello del mare di 37 m circa. Risulta inserito in un contesto prevalentemente di tipo rurale.

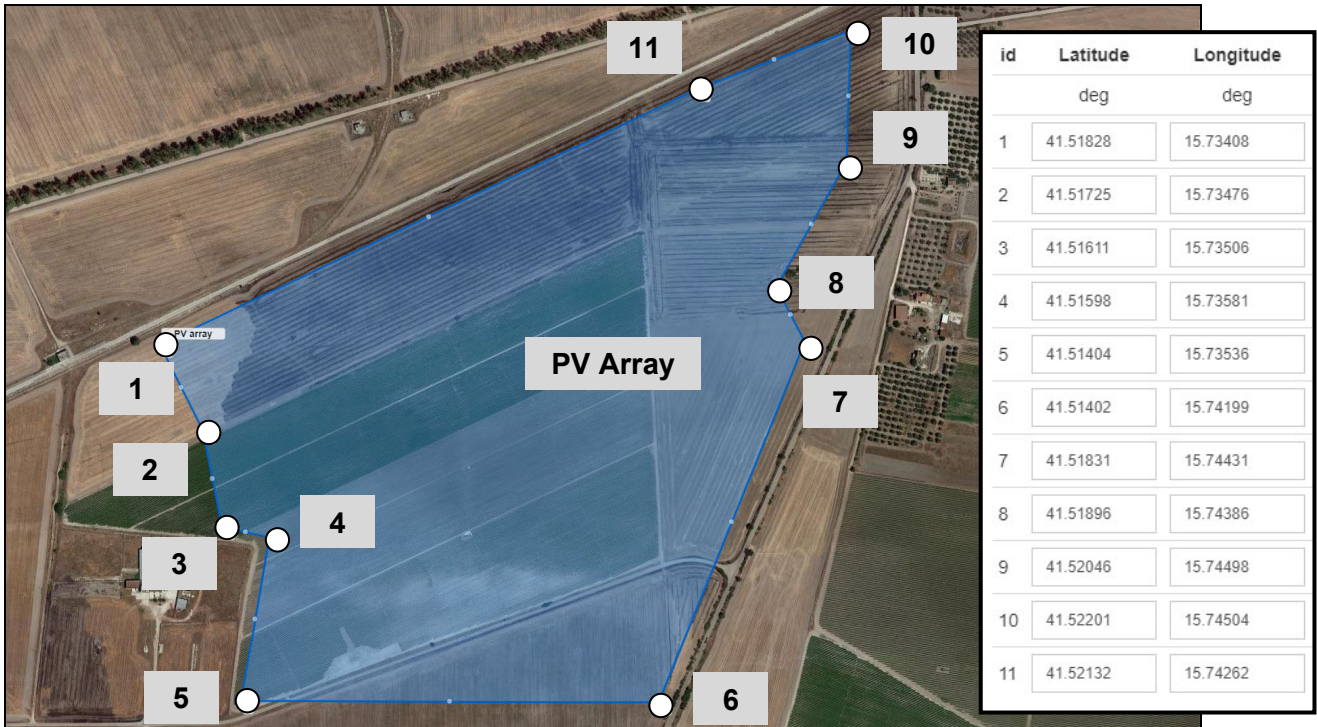


**Figura 2** – Una vista satellitare del lotto di terreno sul quale è prevista l'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico. La Fig. 3 riporta la foto scattata dalla strada (**foto 1**).



**Figura 3** – Una visuale del lotto di terreno sul quale è prevista l'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico. La foto è scattata dalla strada posta a EST con la quale lo stesso confina. La morfologia si presenta pianeggiante.

I vertici del lotto di terreno interessato dall'intervento sono individuati sulla base delle coordinate geografiche così come riportate nella Tabella di **Fig. 4**.



**Figura 4** - Immagine satellitare con evidenziati i vertici del lotto di terreno interessato dall'intervento descritti sulla base delle coordinate geografiche così come riportate nella Tabella sulla destra.

Per quanto riguarda l'ubicazione dell'impianto, esso risulta posizionato a Sud-Est rispetto all'Aeroporto Militare di Amendola; il punto più vicino è distante 1900 metri circa dalla pista mentre è di circa 3200 metri la distanza dalla Torre di Controllo (ATCT) – vedi **Fig. 5**.

Scopo della presente relazione è quello di valutare i possibili fenomeni di abbagliamento generati dall'impianto agro-fotovoltaico che possono interferire con il vicino Aeroporto Militare di Amendola.

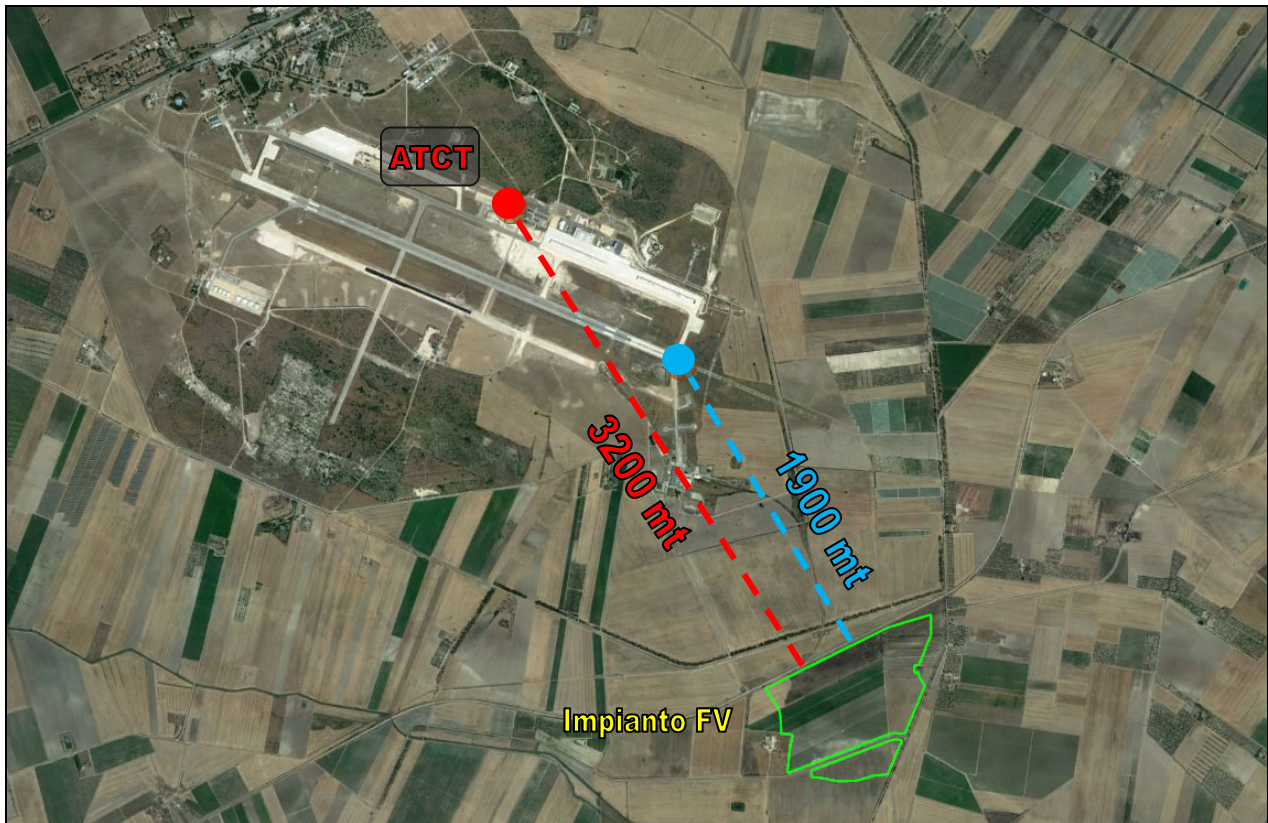
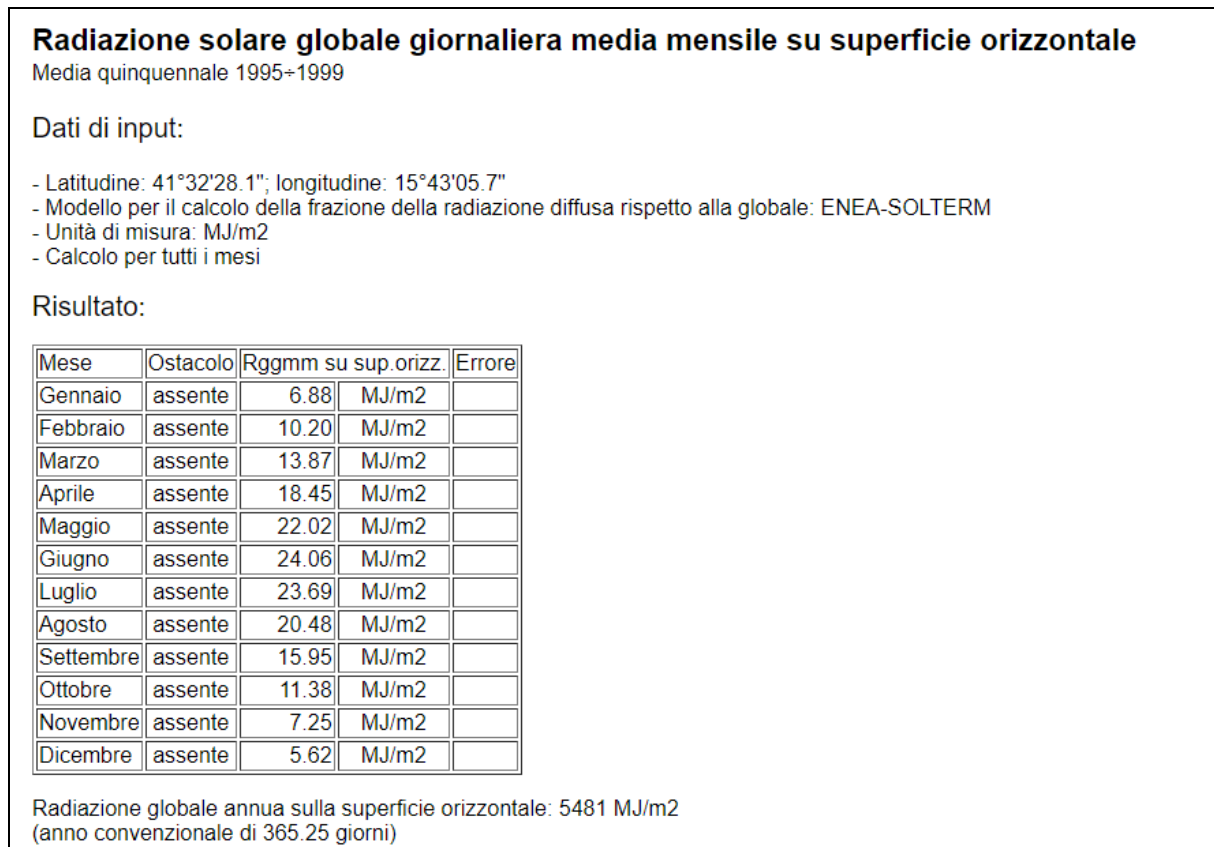


Figura 5 – Posizione e distanza della pista e della torre di controllo dal punto più vicino dell'impianto agro-fotovoltaico.



## 1. Radiazione solare della zona e diagrammi solari

Per la località sede dell'intervento, nel Comune di Manfredonia (FG), di latitudine 41°31'01.8"N, longitudine 15°44'19.2" E e altitudine di 37 m.s.l.m. circa, i valori giornalieri medi mensili dell'irradiazione solare sul piano orizzontale sono stimati come segue (fonte dati: ENEA).



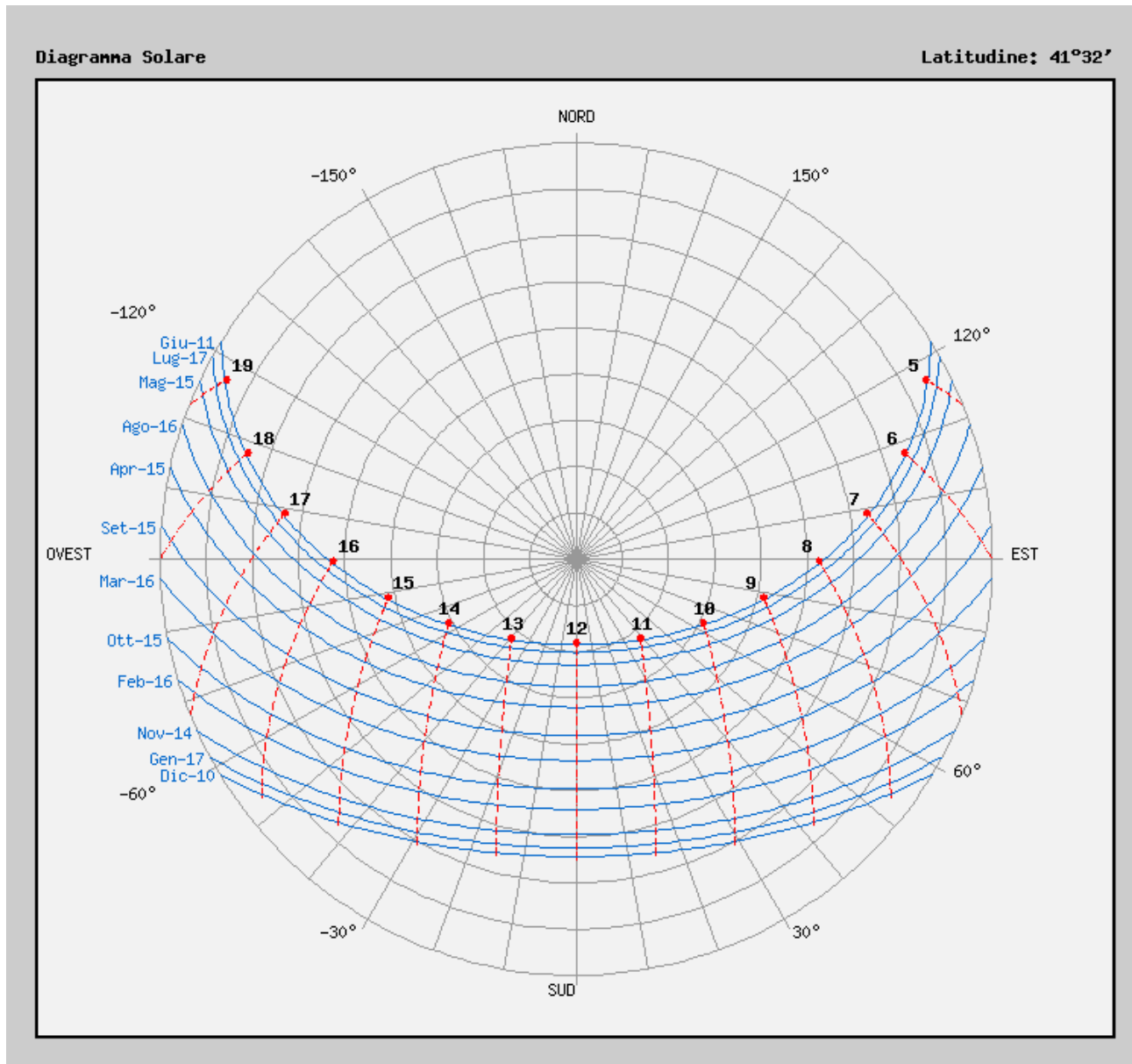
**Figura 6** – Radiazione solare giornaliera media mensile sul piano orizzontale [MJ/m<sup>2</sup>]- Fonte dati: ENEA - Località: Manfredonia

Mentre la posizione del Sole rispetto alla volta celeste può essere individuata attraverso i diagrammi solari di seguito rappresentati.



## DIAGRAMMA POLARE

Nel riferimento *polare*, i raggi uniscono punti di uguale azimuth, mentre le circonferenze concentriche uniscono punti di uguale altezza. Qui le circonferenze sono disegnate con passo di 10° a partire dalla circonferenza più esterna (altezza = 0°) fino al punto centrale (altezza = 90°).



**Figura 7** – Diagramma Solare Polare: esso è la rappresentazione del movimento del Sole per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto agro-fotovoltaico.





## DIAGRAMMA CARTESIANO

Nel riferimento *cartesiano* gli angoli azimutale e dell'altezza solari sono riportati rispettivamente sugli assi delle ascisse e delle ordinate. In entrambi i diagrammi, a tratteggio sono riportate le linee relative all'ora.

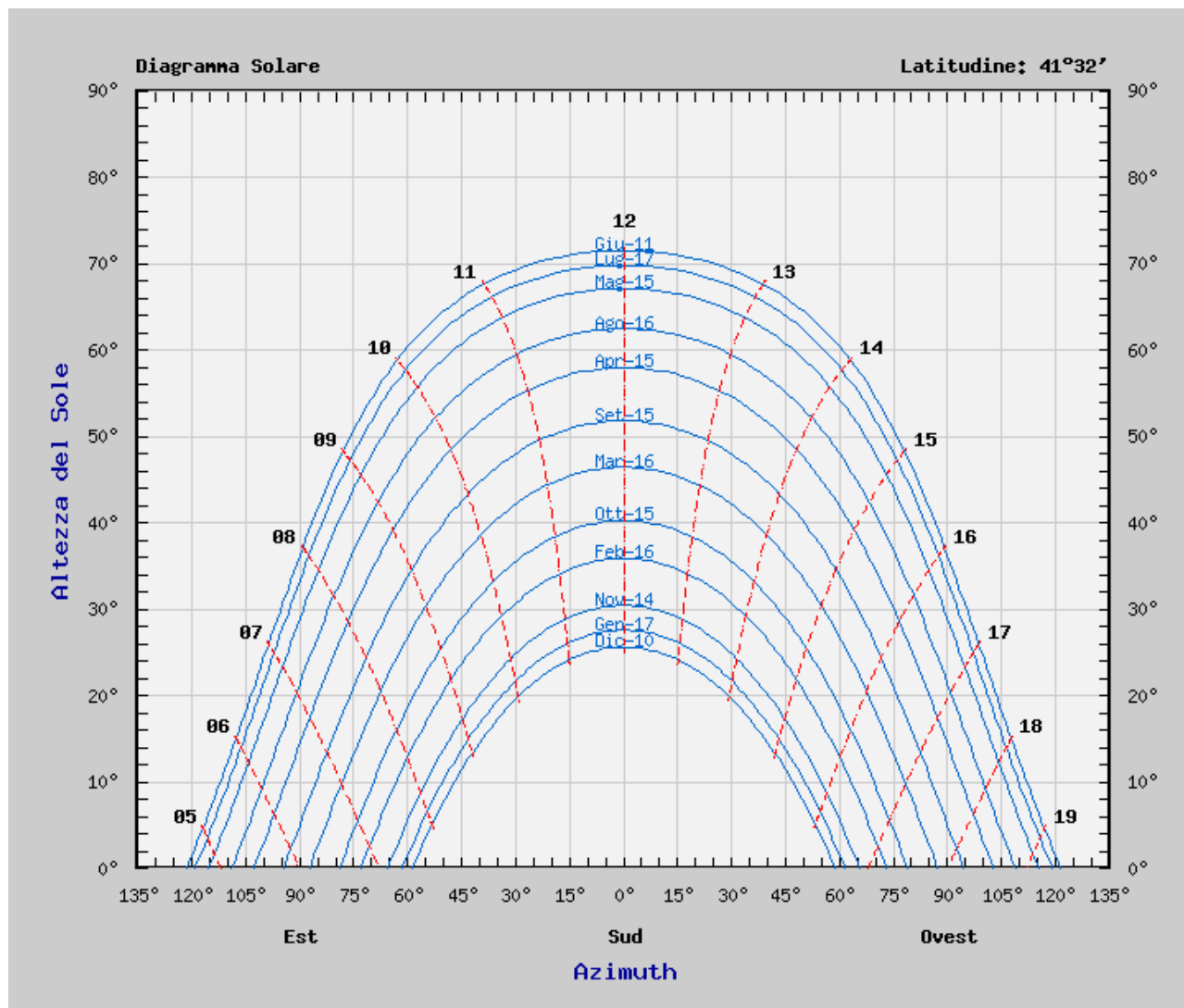
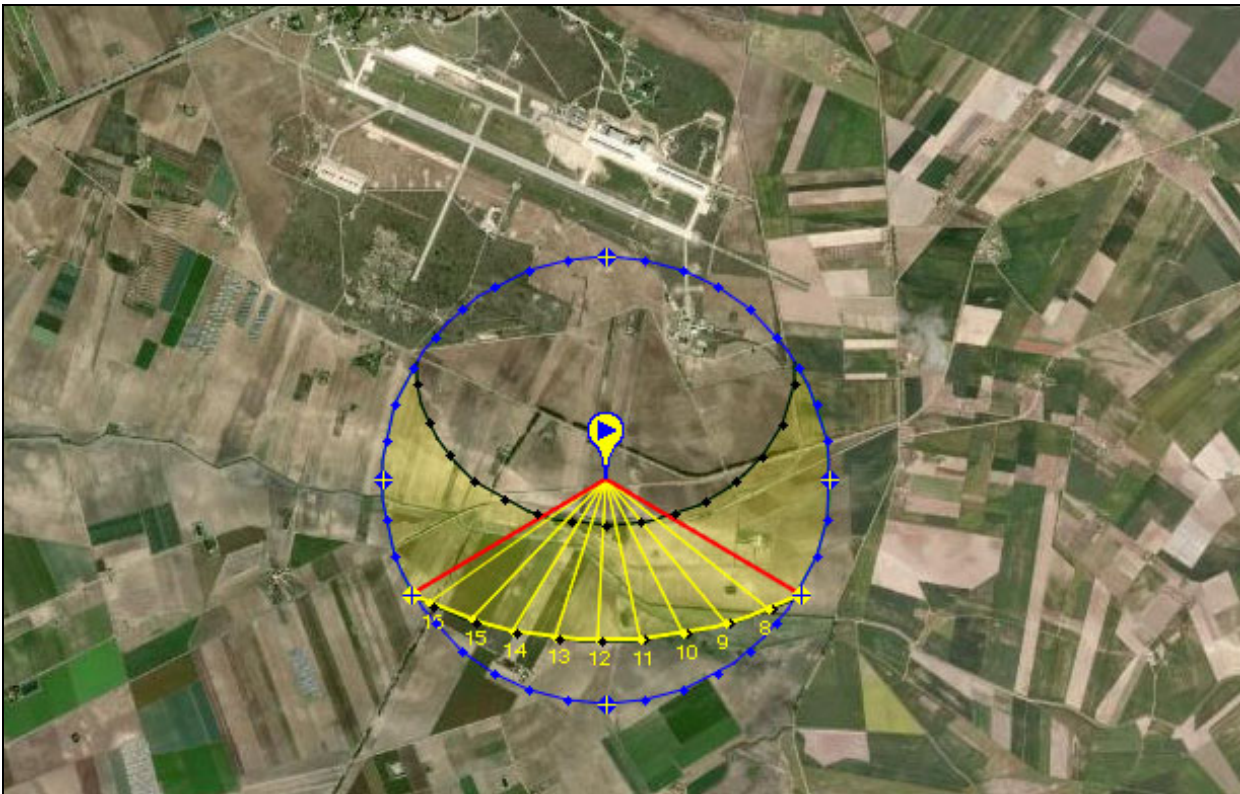


Figura 8 – Diagramma Solare Cartesiano: esso è la rappresentazione del movimento del Sole per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto agro-fotovoltaico.

I diagrammi evidenziano la posizione del Sole, nell'anno solare, per la località corrispondente all'ubicazione dell'impianto agro-fotovoltaico oggetto di studio. Tra la curvilinea superiore e quella inferiore, rispettivamente coincidenti -all'incirca- con il solstizio d'estate ed il solstizio di inverno, si individua la posizione del Sole (azimut ed altezza) rispetto alla volta celeste, per qualunque momento dell'anno.

Essi forniscono i dati di input per quanto concerne i valori di direzione ed inclinazione dei raggi del Sole che, quindi, saranno oggetto di analisi per il calcolo della traiettoria del raggio riflesso in funzione della corrispondente inclinazione ed esposizione dei moduli, per ogni minuto dei periodi diurni, per ogni giorno dell'anno solare.



**Figura 9** – L'immagine mostra, su mappa satellitare, la località corrispondente al sito di installazione dell'impianto agrofotovoltaico con la sovrapposizione del Diagramma Solare di Figura 7, centrato proprio sull'impianto medesimo. In questo caso specifico, a titolo di esempio, esso mostra la direzione dei raggi solari durante il giorno del solstizio di inverno (21 Dicembre). Tali dati sono utilizzati dallo strumento di calcolo come dati di input per l'analisi della traiettoria del raggio riflesso in funzione della corrispondente inclinazione ed esposizione assunta dai moduli fotovoltaici.



## 2. Posizione e caratteristiche dell'impianto fotovoltaico

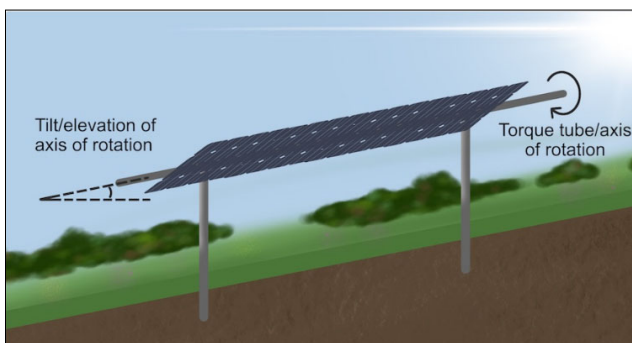
L'impianto agro-fotovoltaico sarà costituito da moduli disposti su file parallele, costituite a loro volta da strutture di tipo inseguitori mono-assiali in materiale metallico ovvero da un asse di rotazione orientato lungo la direttrice Nord-Sud (vedi **Figura 10** e **11**).

Questo sistema di rotazione mono-assiale consentirà ai moduli di ruotare da Est verso Ovest assecondando il movimento del Sole ed incrementando l'efficienza nella produzione di energia elettrica.

L'impianto previsto, inoltre, sarà di tipo agro-

fotovoltaico; a tal proposito, nella **Figura 11** sono riportati alcuni stralci degli elaborati grafici di progetto. Essi evidenziano come il lotto di terreno interessato dall'impianto agro-fotovoltaico, pari a 51 ha circa, è in realtà solo parzialmente occupato dai moduli fotovoltaici; infatti, a differenza dei classici impianti fotovoltaici, l'impianto agro-fotovoltaico è costituito da coltivazioni agricole interposte tra le strutture dei moduli occupando quindi, effettivamente, un'area di soli 17 ha circa (considerando l'area sottesa ai moduli quando sono disposti paralleli al suolo), pari a circa un terzo dell'intera area interessata.

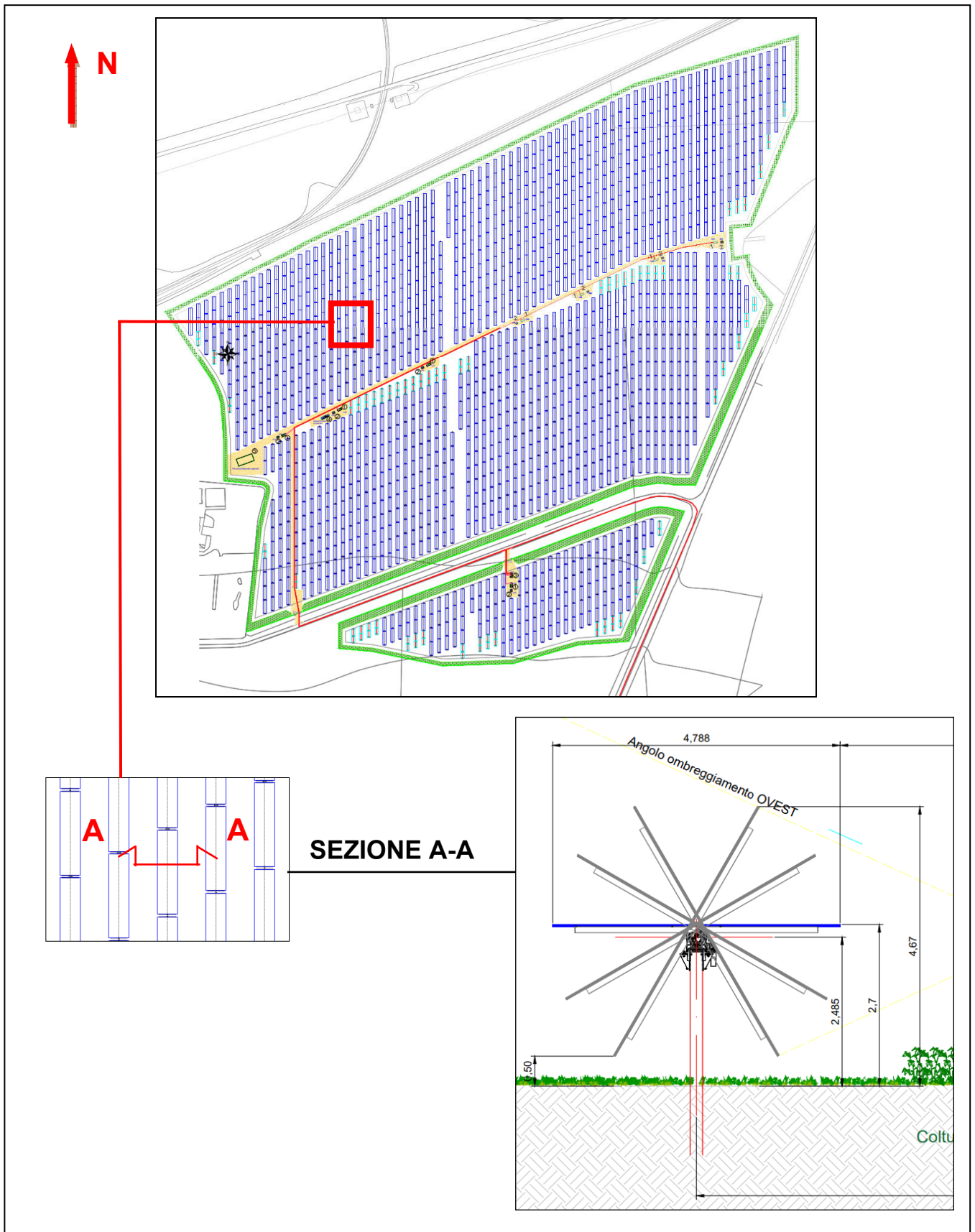
“L'impronta” dell'impianto, nonché l'area occupata, risulta un poligono di forma irregolare. Per i motivi di cui al Capitolo 4 “Strumento di Calcolo”, si è preferito analizzarlo “scomponendo” la sua impronta in più poligoni distinti (vedi **Fig. 12**). I vertici di ogni singolo poligono sono descritti sulla base delle coordinate geografiche così come riportate nell'Allegato B.



**Figura 10** – Immagine esemplificativa del sistema di rotazione di tipo mono assiale per l'inseguimento della traiettoria del Sole. Sull'asse di rotazione (disposto lungo la direttrice Nord-Sud) sono posizionati i moduli fotovoltaici.

### Di seguito sono riepilogate le caratteristiche principali dell'impianto agro-fotovoltaico:

- Tipo di impianto: impianto agro-fotovoltaico con inseguitori solari monoassiali;
- Potenza nominale complessiva dell'impianto: 37.613,4 kWp;
- Area di terreno interessata dall'installazione dell'impianto: 51 ha circa
- Superficie captante netta effettiva: 17 ha circa;
- Numero pannelli fotovoltaici: 54.120
- Inclinazione massima prevista verso EST/OVEST (tilt): 55°



**Figura 11** – Nell'immagine è raffigurata la disposizione dei moduli fotovoltaici sul terreno oggetto di intervento; l'asse di rotazione sul quale i pannelli sono installati, nonché il sistema di rotazione mono-assiale, è disposto lungo la direttrice Nord-Sud permettendo agli stessi di ruotare da Est verso Ovest durante l'arco della giornata, assecondando il movimento del Sole ed incrementando la produzione di energia elettrica.



**Figura 12** – Immagine satellitare con evidenziato il lotto di terreno interessato dall'installazione dell'impianto agro-fotovoltaico. Per i motivi di cui al Cap. 4 "Strumento di Calcolo", l'intera impronta è stata "scomposta" ed analizzata come più poligoni distinti. Per ognuno di essi i vertici risultano descritti sulla base delle coordinate geografiche così come riportate nell'Allegato B.



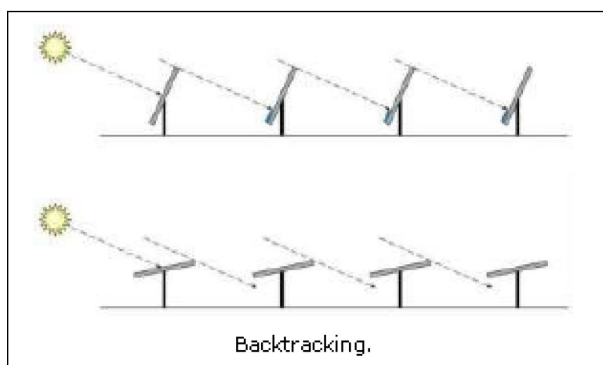
### 3. Caratteristiche tecniche e materiali dei moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici che si intendono installare saranno di ultima generazione, con un'efficienza >22%, classificandosi come i moduli attualmente più efficienti nel mercato fotovoltaico. Essi, infatti, **captano un maggiore quantitativo di radiazione solare riducendo sensibilmente quella riflessa e/o dispersa nonché le riflessioni luminose in generale. I moduli di questa generazione, inoltre, subiscono durante il processo di produzione particolari procedure che ne abbattano ulteriormente i fenomeni riflessivi mediante la realizzazione di uno strato antiriflesso.**

#### 4. Criteri di funzionamento del sistema di inseguimento mono-assiale

Come detto in precedenza il tracker mono-assiale, che utilizza dispositivi elettromeccanici, permetterà al sistema di moduli, installati su un asse di rotazione allineato lungo la direttrice Nord-Sud, di ruotare variandone l'esposizione e l'inclinazione durante le ore di luce della giornata. In particolare, al sorgere del Sole, i moduli saranno orientati ed inclinati verso Est e manterranno la medesima esposizione fin quando al mezzogiorno, con il Sole posizionato nel punto più alto della volta celeste, saranno paralleli all'orizzonte (tilt di 0°). Diversamente, subito dopo il mezzogiorno e fino al calar del Sole, i pannelli inclineranno verso Ovest. L'operatività dei moduli sarà impostata e programmata tramite software che ne stabilirà i corretti parametri di inclinazione per ogni minuto nell'arco della giornata, ottimizzando la captazione della radiazione solare nonché la produzione di energia elettrica.

Tipicamente il tracciamento della posizione del Sole è assicurato dal GPS integrato, che acquisisce automaticamente la posizione dell'impianto, la data e l'ora. Tali informazioni, insieme agli algoritmi dell'orologio astronomico, sono sufficienti per identificare e tracciare con precisione la posizione del Sole. Il



**Figura 13** – Immagine esemplificativa del funzionamento del sistema di backtracking

GPS è sempre attivo e aggiorna continuamente le informazioni, non vi è possibilità di errore nel tracciamento solare.

La massima inclinazione che i moduli assumeranno è di 55° per entrambe le esposizioni. Tale grado di inclinazione coincide anche con la posizione di "riposo"; quest'ultima rappresenta, per lo strumento di calcolo, il grado di inclinazione che i moduli fotovoltaici assumeranno quando il Sole si posizionerà al di fuori

del loro range di rotazione, come ad esempio nelle prime ore del mattino ed in quelle del tardo pomeriggio quando il Sole è molto basso, oltreché durante la notte.

L'inclinazione a riposo è un parametro utilizzato dal medesimo strumento di calcolo come dato di input per la modellazione del backtracking, pur utilizzando un modello semplificato. Il sistema di backtracking altro non è che un sistema che controlla e assicura che una serie di pannelli non oscuri gli altri pannelli adiacenti quando l'angolo di elevazione del Sole è basso nel cielo, all'inizio o alla fine della giornata.



## 5. Strumento di calcolo e valutazione del danno oculare

Le verifiche sono state eseguite utilizzando software certificato "Forge Solar" basato sulla tecnologia SGHAT (Solar Glare Hazard Analysis Tool), autorizzato dai Laboratori Nazionali Sandia ed in conformità ai criteri della **Federal Aviation Administration (FAA)** -agenzia del dipartimento dei trasporti statunitense- per l'analisi dell'abbagliamento. Questi criteri richiedono che siano soddisfatti i seguenti punti:

- nessun bagliore ricadente in zona "gialla", sulla base del diagramma di pericolosità di cui alla **Fig. 14**, per qualsiasi traiettoria lineare di volo dalla soglia della pista fino alla distanza di 2 miglia nautiche;
- nessun abbagliamento di alcun tipo per le torri di controllo del traffico aereo (ATCT);
- che l'esecuzione delle analisi e le caratteristiche dell'osservatore corrispondano a quelle di "default".

È necessario, tuttavia, evidenziare le limitazioni che lo strumento di calcolo possiede e l'impatto che le stesse determinano nei risultati delle analisi.

Nella modellazione dell'impianto fotovoltaico, ovvero nella poligonazione dell'area corrispondente alla superficie occupata, emerge, ad esempio, la prima rilevante limitazione: l'algoritmo dello strumento di calcolo, infatti, approssima erroneamente la posizione del punto di riflessione con il centro dell'area poligonata, piuttosto che calcolarne la posizione effettiva. La dimensione del punto medesimo, inoltre, viene correlata proporzionalmente alla dimensione dell'impronta poligonata, penalizzando fortemente soprattutto gli impianti fotovoltaici di notevoli dimensioni, come quello in esame. Pertanto, come consigliato dalle stesse linee guida dello strumento di calcolo, si è deciso di procedere suddividendo l'area occupata dall'impianto in "impronte" (o porzioni) più piccole. In questo modo si è potuto ottenere una analisi un po' più accurata e meno approssimata dell'abbagliamento previsto, pur rimanendo una situazione di gran lunga peggiorativa rispetto al caso reale. In questo studio l'intera impronta fotovoltaica è stata suddivisa in n.18 impronte più piccole, di dimensioni pari a circa 2.5 ha cadauna (il limite massimo previsto dallo strumento è di n.20 impronte).

Le linee guida dello strumento evidenziano altresì in modo esplicito come la determinazione del rischio di abbagliamento risulti influenzato dalle caratteristiche dell'occhio dell'osservatore e dall'angolo del punto di vista e che, pertanto, i risultati ottenuti, addizionati alle limitazioni di cui sopra, non possono in alcun modo essere ritenuti esatti in senso assoluto.

L'esecuzione delle analisi fornisce dunque una sovrastima della direzione, dell'intensità e dell'ampiezza dei raggi colpevoli dei fenomeni di abbagliamento. La loro eventuale rilevazione nei risultati delle analisi dovrebbe essere senza dubbio riconsiderata.





Premesso quanto sopra, nel caso vengano rilevati fenomeni di abbagliamento, lo strumento di calcolo restituisce:

- il periodo dell'anno e la fascia oraria nella quale la riflessione dovrebbe manifestarsi;
- la durata della riflessione (in minuti) per il periodo nel quale viene osservata;
- la posizione approssimativa del punto di riflessione sull'impronta poligonata;
- l'intensità di energia che raggiunge la retina, valutata su 3 livelli: verde, giallo e rosso, con effetti rispettivamente di bassa, media ed alta pericolosità;

In particolare, per quest'ultimo punto, l'intensità della radiazione solare che viene riflessa dai pannelli e che colpisce la retina dell'occhio umano ad una determinata distanza, viene calcolata considerando:

- 1) la riflettività, misurata in funzione del materiale del modulo e dell'angolo incidente fra il Sole e la sua superficie;
- 2) le caratteristiche tecniche del modulo;
- 3) l'esposizione;
- 4) l'inclinazione;
- 5) la posizione dell'osservatore, sulla base delle direttrici di avvicinamento o rispetto ad un punto specifico.

Due sono le variabili necessarie per la valutazione dell'impatto oculare: l'irraggiamento retinale e la misura dell'angolo sotteso alla sorgente di abbagliamento.

La differenza tra un tipo di bagliore ed un altro è la **durata**.

Lo strumento di calcolo effettua le verifiche minuto per minuto e quantifica l'impatto oculare derivante dall'abbagliamento secondo tre categorie:

- Verde: interferenze ottiche trascurabili;
- Giallo: possibilità di causare temporanei disagi visivi (vista diretta del Sole);
- Rosso: possibilità di causare danni permanenti alla retina;

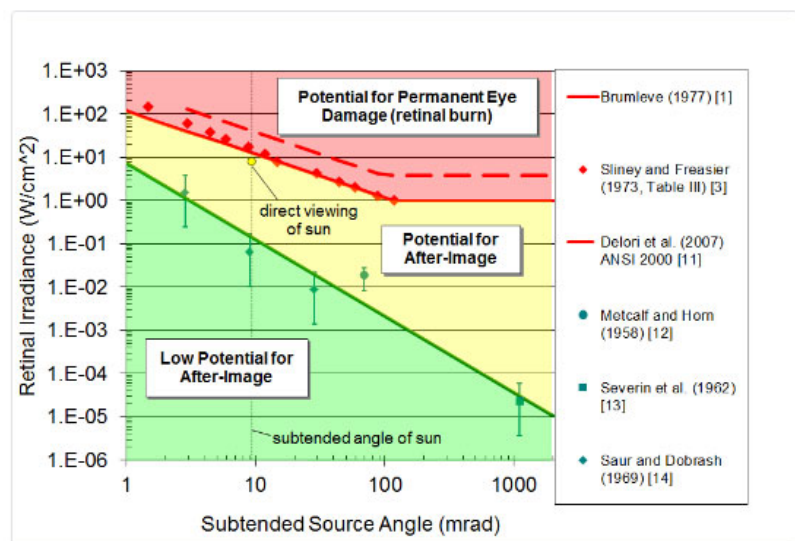


Figura 14 – Il grafico mostra la pericolosità dell'impatto oculare in funzione dell'irradiazione della retina e dell'angolo sotteso alla sorgente.



Queste categorie classificano la risposta oculare nell'osservatore.

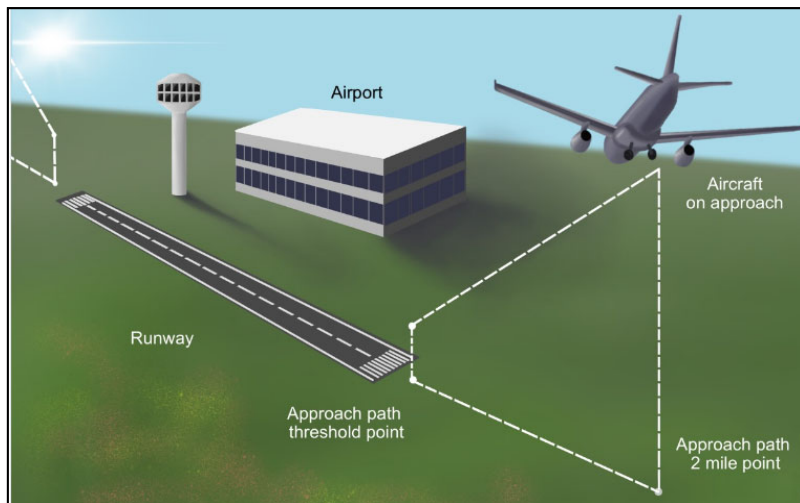
Deve essere precisato che i danni permanenti alla retina non sono possibili nell'abbagliamento fotovoltaico in quanto i moduli fotovoltaici piani non focalizzano la luce solare riflessa.

L'impatto oculare proveniente dall'abbagliamento è descritto secondo il diagramma di pericolo di **Fig. 14**, in funzione dell'angolo sotteso alla sorgente e dell'irradiazione retinica. Ogni minuto di luce in cui viene rilevato un bagliore viene riportato sul grafico tramite la rappresentazione di un piccolo cerchio ricadente nella rispettiva zona di pericolo. Per comodità, e come riferimento sulla pericolosità dei risultati ottenuti, in ogni diagramma viene visualizzato il punto che corrisponde al pericolo derivante dalla visione diretta del Sole senza alcun filtraggio.

Per completezza, in **Allegato A**, viene riportato un estratto del manuale tecnico su quelli che sono i criteri di analisi per la valutazione delle riflessioni luminose generate dalla superficie piana di un modulo fotovoltaico dotato di sistema di rotazione monoassiale.



## 6. Criteri di verifica



**Figura 15** – Immagine dimostrativa delle traiettorie di volo degli aerei in avvicinamento alla pista dell'aeroporto. La verifica sull'assenza di impatti oculari ai piloti riguarda le procedure di volo in vigore nelle ultime due miglia nautiche di distanza dalla soglia della pista.

Come previsto dai criteri della FAA, la verifica sull'assenza di impatti oculari verso i piloti prevede che essa riguardi le procedure di atterraggio in vigore nelle ultime due miglia nautiche di distanza dalle soglie della pista ovvero che preveda, per ogni testata, l'esecuzione delle analisi su una traiettoria lineare di volo con lunghezza pari a 2 miglia nautiche e con grado di inclinazione definito dall'utente (valore di default:

3.0°).

Le informazioni aeronautiche, utilizzate come dati di input per l'esecuzione delle verifiche, sono state reperite dal MIL-AIP (Military Aeronautical Information Publication).

Di seguito sono riportati i dati aeronautici delle traiettorie di volo per ogni testata delle piste:

- Pista 11: QFU: 114°, PAPI: 3.0°;
- Pista 29: QFU: 294°, PAPI: 3.0°;

anche evidenziati nell'**Allegato B**.

Le verifiche sul possibile rischio di abbagliamento sono state eseguite anche per la torre di controllo (ATCT) calcolata a 20 metri d'altezza rispetto al suolo, evidenziata nel medesimo allegato.

Lo studio aeronautico per i piloti e la torre di controllo è stato eseguito per tutte le diverse posizioni che i moduli assumeranno nell'arco della giornata in funzione della corrisponde posizione del Sole, per ogni minuto dei periodi diurni (come da effemeridi locali) nell'arco dell'anno solare.

## 7. Risultati delle verifiche e conclusioni

I risultati sui pericoli di abbagliamento sono confortanti. Infatti, sulla base dei risultati ottenuti e dettagliati, non sono stati riscontrati effetti di abbagliamento alcuno. Come previsto dai criteri della FAA, la verifica sull'assenza di impatti oculari verso i piloti in avvicinamento all'Aeroporto Militare di Amendola prevede l'esecuzione delle analisi su traiettorie lineari di volo di lunghezza pari a 2 miglia nautiche che originano dal bordo delle testate della pista (vedi Fig. 16), oltreché verso la torre di controllo.



Figura 16 – Immagine satellitare con in evidenza le traiettorie lineari di volo che originano dal bordo delle testate della pista e di lunghezza pari a 2 miglia nautiche.

**Le verifiche eseguite non hanno restituito alcuna possibile riflessione luminosa pericolosa né per i piloti in avvicinamento all'Aeroporto Militare di Amendola né per la torre di controllo.**

Come già annunciato nel Cap.4 deve essere considerato, inoltre, che lo strumento di calcolo esegue le analisi con grosse approssimazioni: le diverse porzioni (o “impronte”) dell'impianto (vedi Figura 12) vengono analizzate come intere superfici riflettenti, ampliando notevolmente la dimensione del cono di riflessione e, quindi, dell'abbagliamento previsto. Trattandosi, peraltro, di un impianto agrofotovoltaico, esso risulta penalizzato ulteriormente in quanto il notevole spazio vuoto tra le file di moduli



significa un numero di moduli, per ogni mq di terreno, di gran lunga inferiore rispetto al caso analizzato dallo strumento (superfici interamente riflettenti). **I risultati delle analisi, pertanto, si basano su un modello ed un algoritmo che sfavoriscono fortemente l'impianto rispetto al caso reale anche se, nonostante tutto, non hanno mostrato alcuna criticità, o abbagliamento, verso i piloti e la torre di controllo, in conformità ai criteri della FAA (vedi Fig. 17), dimostrando i più elevati margini di sicurezza.**

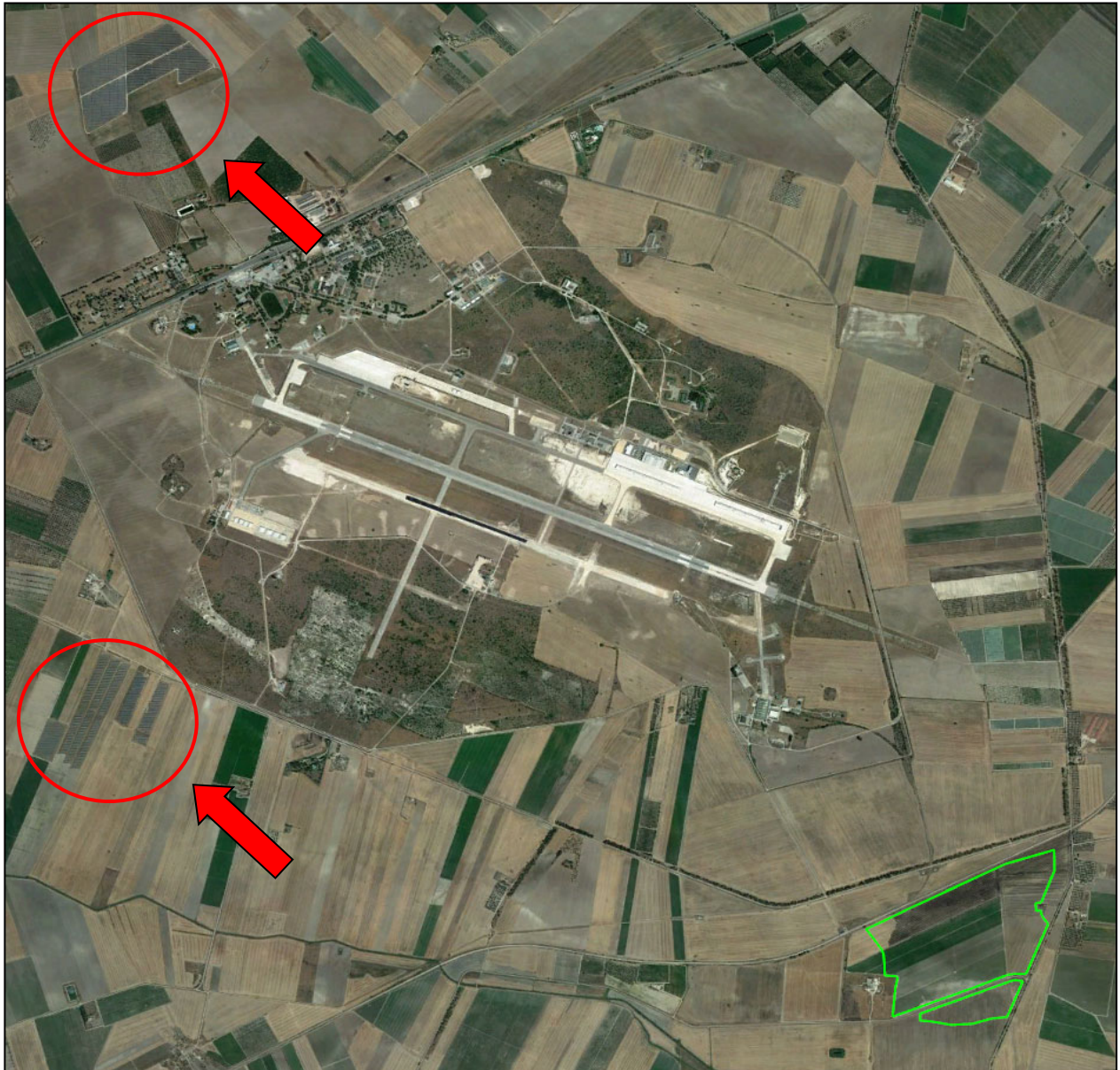
COMPONENT	STATUS	DESCRIPTION
Analysis parameters	PASS	Analysis time interval and eye characteristics used are acceptable
2-mile flight path(s)	PASS	Flight path receptor(s) do not receive yellow glare
ATCT(s)	PASS	Receptor(s) marked as ATCT do not receive glare

**Figura 17** – Un estratto dei risultati delle analisi in cui si evidenzia l'esito positivo delle verifiche ovvero la conformità ai criteri della Federal Aviation Administration.

Deve essere infine evidenziata la presenza di ulteriori impianti fotovoltaici nelle zone adiacenti l'Aeroporto, dalle simili dimensioni e distanza, già in pieno regime di funzionamento (vedi **Fig. 18**).

Voglia questo anche dimostrare che la presenza del nuovo impianto possa essere considerata non limitante per l'Aeroporto medesimo.

**In conclusione, visto e considerato quanto sopra, è possibile affermare l'insussistenza di condizioni limitanti sia per l'Aeroporto che per il corretto esercizio dell'impianto nel suo complesso.**



**Figura 18** – In questa immagine è evidenziata la presenza di altri impianti fotovoltaici situati nelle zone adiacenti l'Aeroporto, dalla simile distanza e dimensione, già in pieno regime di funzionamento. Voglia questo dimostrare che la presenza del nuovo impianto, proprio per dimensioni e distanza, possa essere considerata assolutamente non limitante per le operazioni di volo dell'Aeroporto Militare di Amendola.



## Allegati

**Allegato A – Estratto del manuale tecnico sui criteri di analisi per la valutazione delle riflessioni**

**Allegato B – Dati di input e traiettorie di volo oggetto di verifica**

**Allegato C – Verifica sui pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo**

**IL TECNICO**



# ALLEGATO A

**-Estratto del manuale tecnico sui criteri di analisi per la valutazione delle riflessioni luminose generate dalla superficie piana di un modulo fotovoltaico dotato di sistema di rotazione monoassiale-**





## 4.2 Reflected Sun Vector

Once the sun position is known for each time interval a simple vector reflection equation [4] can determine the reflected sun vector, based on the normal vector of the PV array panels:

$$x'_1 - x_0 = v - 2(v \cdot \hat{n}) \hat{n}$$

Figure 1 illustrates this vector reflection graphically.

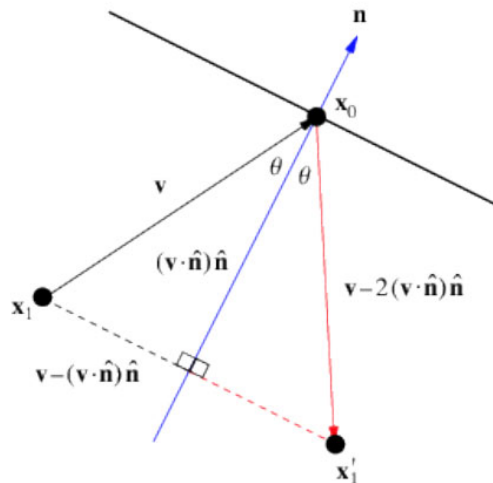


Figure 1 - Vector reflection over normal vector of plane. Source: [mathworld.wolfram.com/Reflection.html](http://mathworld.wolfram.com/Reflection.html)

## 4.3 Scattering and Subtended Beam Angle

The reflected sun vector defines the axis of a conical beam representing the actual beam of sunlight. This sunbeam is translated to extend from the OP toward the PV array. The aperture of this conical sun beam is equivalent to  $\beta$ , the subtended beam angle, which is the sum of the sun shape and the scattering caused by slope error:

$$\beta = 2 * \left( \frac{\theta_{sun\ angle}}{2} + 2 * 3 * \theta_{slope\ error} \right)$$

## 4.4 Beam Projection onto PV Array Plane

The beam is projected onto the PV array in several steps: first, points lying on the edge of the beam in a conical section orthogonal to the axis are calculated. This conical section is arbitrarily defined to be 1 meter from the cone apex (the OP).



These 30 points are calculated by randomly generating two coordinates and solving for the third using the following equation:

$$v_{axis} \cdot v_{radius} = 0$$

This equation states that the cone axis is orthogonal to the radius vectors of the conical section upon which the 30 conical points lie.

Next, conical edge vectors are defined by subtracting the cone apex (the OP) from the cone points. This collection of vectors extends from the OP toward the PV array plane. These vectors define the conical sun beam. At their center, or the axis of the cone, is the reflected sun vector calculated in 4.2.

These conical vectors are then intersected with the PV array plane. This cone-plane intersection will be an elliptical conical section defined by 30 co-planar points.

These intersection points are calculated using line-plane intersection equations [5]:

$$d = \frac{(\mathbf{p}_0 - \mathbf{I}_0) \cdot \vec{\mathbf{n}}}{\mathbf{I} \cdot \vec{\mathbf{n}}}$$

$$(x, y, z) = d\mathbf{I} + \mathbf{I}_0$$

Where:

- $\vec{\mathbf{n}}$  is the PV array panel normal vector
- $\mathbf{I}$  is one of the vectors extending from the OP to the PV array plane, which define the conical sun beam.
- $\mathbf{I}_0$  is a point on the vector (the OP)
- $\mathbf{p}_0$  is a point on the PV array plane 2
- $d$  is the distance from the OP to the intersection point, and
- $(x, y, z)$  define the intersection point for this vector.

The  $n$  intersection points found using the above equations define the elliptical conical section of the sun beam cone as it intersects the PV array plane.

Glare is present and viewable from the OP if any of the PV array vertices lie within this co-planar ellipse. This is determined using an optimized points-in-polygon algorithm from matplotlib [6].



#### 4.5 PV Single-Axis Tracking

Single-axis tracking allows for the PV panels to rotate over one dimension in order to track the apparent movement of the sun over time. This rotation is modeled using the normal vector of the PV array panels,  $\vec{n}$ . The components of  $\vec{n}$  are calculated using the following:

- $\beta_t$  – Tracking axis tilt where  $0^\circ$  is parallel with flat ground and  $90^\circ$  is perpendicular to the ground, facing the horizon.
- $\mu$  – Panel offset from the tracking axis.
- $\rho$  – Tracking, or rotation, angle designating the rotation of the panel at a given time. Clockwise and counter-clockwise over the tracking axis (see below).
- $\gamma$  – Orientation of the tracking axis.

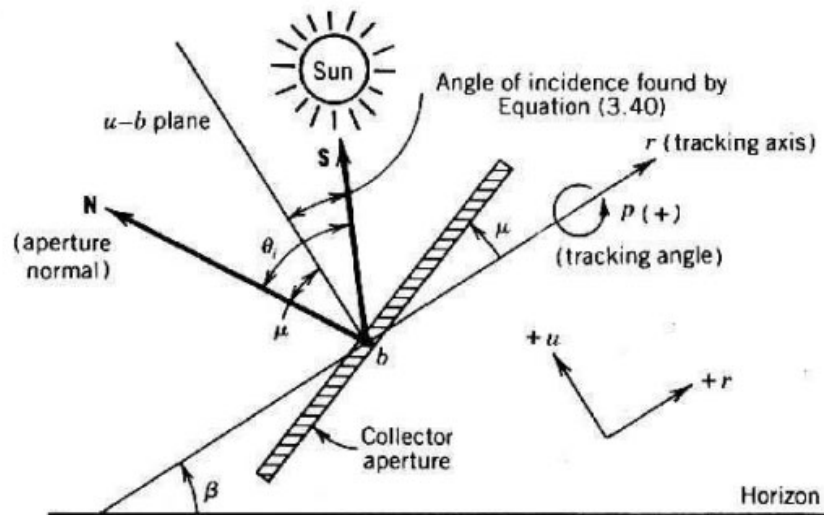


Figure 2 - PV panel with single-axis tracking. The panel normal is displayed as  $N$ .

The components of  $\vec{n}$  are first calculated in a Cartesian coordinate system of  $(b, r, u)$  where  $r$  aligns with the tracking axis,  $b$  is perpendicular to it and extends to the horizon, and  $u$  is perpendicular to  $r$  vertically (see Figure 2). Note that  $\beta_t, \mu, \gamma$  are all inputs provided by the user.



$$\rho = \tan^{-1} \left\{ \frac{\cos(\theta_a) \sin(\gamma_s - \gamma)}{\sin(\theta_a - \beta_t) + [1 - \cos(\gamma_s - \gamma)] \sin(\beta_t) \cos(\theta_a)} \right\}$$
$$\vec{n}_b = \sin \rho$$
$$\vec{n}_r = \sin \mu$$
$$\vec{n}_u = \cos \rho$$

These components are converted back to the standard Cartesian system:

$$\vec{n}_z = \vec{n}_u \cos \beta_t + \vec{n}_r \sin \beta_t$$
$$\vec{n}_e = -\vec{n}_u \sin(\gamma) \sin(\beta_t) + \vec{n}_b \cos(\gamma) + \vec{n}_r \sin(\gamma) \cos(\beta_t)$$
$$\vec{n}_n = -\vec{n}_u \cos(\gamma) \sin(\beta_t) - \vec{n}_b \sin(\gamma) + \vec{n}_r \cos(\gamma) \cos(\beta_t)$$

Vector components are calculated for the panels at each time step.

”



# ALLEGATO B

- Dati di input impianto e traiettorie di volo oggetto di verifica -

# 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: 61192.10531



## 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:** 55.0°  
**Resting angle:** 55.0°  
**Rated power:** -  
**Panel material:** Smooth 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	41.521802	15.744999	35.86	2.70	38.56
2	41.521336	15.742671	36.30	2.70	39.00
3	41.520436	15.742692	35.98	2.70	38.68
4	41.520452	15.744956	36.70	2.70	39.40
5	41.521003	15.745020	35.98	2.70	38.68

**Name:** PV array 10

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518094	15.739718	38.20	2.70	40.90
2	41.515291	15.739750	36.10	2.70	38.80
3	41.515018	15.738785	34.69	2.70	37.39
4	41.517741	15.738795	37.50	2.70	40.20

**Name:** PV array 11

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.519894	15.738441	36.71	2.70	39.41
2	41.519524	15.737250	37.61	2.70	40.31
3	41.517291	15.737250	36.66	2.70	39.36
4	41.517717	15.738463	37.23	2.70	39.93

**Name:** PV array 12

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.517725	15.738699	37.52	2.70	40.22
2	41.514977	15.738699	34.56	2.70	37.26
3	41.514712	15.737669	33.59	2.70	36.29
4	41.517347	15.737669	36.47	2.70	39.17

**Name:** PV array 13

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.519484	15.737132	37.57	2.70	40.27
2	41.517251	15.737132	36.66	2.70	39.36
3	41.516865	15.735952	36.51	2.70	39.21
4	41.519002	15.735920	38.43	2.70	41.13



**Name:** PV array 14

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.517299	15.737572	36.36	2.70	39.06
2	41.514688	15.737572	33.31	2.70	36.01
3	41.514407	15.736585	33.66	2.70	36.36
4	41.517010	15.736596	36.42	2.70	39.12

**Name:** PV array 15

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518943	15.735813	38.42	2.70	41.12
2	41.516806	15.735834	36.95	2.70	39.65
3	41.516469	15.734922	37.32	2.70	40.02
4	41.517248	15.734751	36.59	2.70	39.29
5	41.518236	15.734032	36.84	2.70	39.54

**Name:** PV array 16

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.514388	15.736489	33.73	2.70	36.43
2	41.514051	15.735384	33.66	2.70	36.36
3	41.515971	15.735802	36.68	2.70	39.38
4	41.516043	15.735072	37.19	2.70	39.89
5	41.516405	15.734954	37.28	2.70	39.98
6	41.516967	15.736499	36.46	2.70	39.16

**Name:** PV array 17

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.515449	15.742690	36.51	2.70	39.21
2	41.513786	15.741853	30.55	2.70	33.25
3	41.513778	15.740533	30.47	2.70	33.17
4	41.514967	15.740533	35.00	2.70	37.70
5	41.515369	15.741821	36.75	2.70	39.45

**Name:** PV array 18

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.513979	15.736800	31.54	2.70	34.24
2	41.513762	15.736800	30.56	2.70	33.26
3	41.513786	15.740426	30.79	2.70	33.49
4	41.514935	15.740426	34.85	2.70	37.55

**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:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.520338	15.742370	35.91	2.70	38.61
2	41.520330	15.744892	36.89	2.70	39.59
3	41.519350	15.744269	38.79	2.70	41.49
4	41.519350	15.743840	37.77	2.70	40.47
5	41.519013	15.743840	38.94	2.70	41.64
6	41.518997	15.742402	37.46	2.70	40.16

**Name:** PV array 3

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 55.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518881	15.742814	38.02	2.70	40.72
2	41.518881	15.743877	39.17	2.70	41.87
3	41.518295	15.744327	38.07	2.70	40.77
4	41.516029	15.743040	36.90	2.70	39.60
5	41.516037	15.742804	36.92	2.70	39.62

**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:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518881	15.742718	37.98	2.70	40.68
2	41.518889	15.741784	37.32	2.70	40.02
3	41.515917	15.741784	36.90	2.70	39.60
4	41.516021	15.742257	36.95	2.70	39.65
5	41.516045	15.742718	37.01	2.70	39.71

**Name:** PV array 5

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.521299	15.742568	36.68	2.70	39.38
2	41.520439	15.742600	36.08	2.70	38.78
3	41.520439	15.742299	35.94	2.70	38.64
4	41.518953	15.742310	37.60	2.70	40.30
5	41.518921	15.741699	37.31	2.70	40.01
6	41.518744	15.741173	37.20	2.70	39.90
7	41.520785	15.741141	36.74	2.70	39.44

**Name:** PV array 6

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518841	15.741677	37.31	2.70	40.01
2	41.515885	15.741688	36.84	2.70	39.54
3	41.515579	15.740776	37.04	2.70	39.74
4	41.518495	15.740787	37.54	2.70	40.24

**Name:** PV array 7

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.520793	15.741048	36.74	2.70	39.44
2	41.518712	15.741070	37.27	2.70	39.97
3	41.518238	15.739868	38.38	2.70	41.08
4	41.520391	15.739836	36.72	2.70	39.42

**Name:** PV array 8

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.518473	15.740716	37.60	2.70	40.30
2	41.515557	15.740705	37.02	2.70	39.72
3	41.515300	15.739825	36.19	2.70	38.89
4	41.518119	15.739782	38.31	2.70	41.01

**Name:** PV array 9

**Axis tracking:** Single-axis rotation

**Tracking axis orientation:** 180.0°

**Tracking axis tilt:** 0.0°

**Tracking axis panel offset:** 0.0°

**Max tracking angle:** 55.0°

**Resting angle:** 55.0°

**Rated power:** -

**Panel material:** Smooth 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	41.520368	15.739750	36.77	2.70	39.47
2	41.519927	15.738516	36.77	2.70	39.47
3	41.517750	15.738538	37.50	2.70	40.20
4	41.518208	15.739793	38.38	2.70	41.08

## Flight Path Receptor(s)

**Name:** Pista 11

**Description:**

**Threshold height:** 15 m

**Direction:** 114.0°

**Glide slope:** 3.0°

**Pilot view restricted?** No



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.544404	15.699260	53.09	15.24	68.33
Two-mile	41.556163	15.663928	47.37	189.65	237.01

**Name:** Pista 29

**Description:**

**Threshold height:** 15 m

**Direction:** 294.0°

**Glide slope:** 3.0°

**Pilot view restricted?** No



Point	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground elevation (m)	Height above ground (m)	Total elevation (m)
Threshold	41.534750	15.728483	54.93	15.24	70.17
Two-mile	41.522990	15.763810	32.15	206.70	238.86

## Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
1-ATCT	1	41.542468	15.717316	56.95	20.00

Map image of 1-ATCT







# ALLEGATO C

**- Verifica sui pericoli di abbagliamento verso i piloti e la torre di controllo -**

# FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Impianti Enterprise**

Site configuration: **Amendola - Manfredonia**

Analysis conducted by Pierpaolo Vittorini (pierpaolovitt@gmail.com).

## 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>

# GLARE ANALYSIS RESULTS

## Summary of Glare

PV Array Name	Tilt	Orient	"Green" Glare	"Yellow" Glare	Energy
	(°)	(°)	min	min	kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 10	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 11	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 12	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 13	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 14	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 15	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 16	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 17	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 18	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	-
PV array 5	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 6	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 7	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 8	SA tracking	SA tracking	0	0	-
PV array 9	SA tracking	SA tracking	0	0	-

Total annual glare received by each receptor

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

## Results for: PV array 1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 10

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 11**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 12**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 13**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 14**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 15**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 16**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 17

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 18

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare



### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 2

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 3

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

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>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### **Flight Path: Pista 29**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

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

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## **Results for: PV array 5**

<b>Receptor</b>	<b>Green Glare (min)</b>	<b>Yellow Glare (min)</b>
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### **Flight Path: Pista 11**

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 6

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 7

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 8

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

### Point Receptor: 1-ATCT

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Results for: PV array 9

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
Pista 11	0	0
Pista 29	0	0
1-ATCT	0	0

### Flight Path: Pista 11

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Flight Path: Pista 29

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

## Point Receptor: 1-ATCT

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 V1 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.