

REGIONE PUGLIA
PROVINCIA DI FOGGIA
COMUNE DI ASCOLI SATRIANO
LOCALITÀ POZZO ZINGARO

Oggetto:

PROGETTO DEFINITIVO PER LA COSTRUZIONE E L'ESERCIZIO DI UN IMPIANTO AGRO-FOTOVOLTAICO AVENTE POTENZA DI PICCO PARI A 47,29 MWp E POTENZA NOMINALE PARI A 44,98 MW E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE

Sezione:

SEZIONE RP - PAESAGGISTICA

Elaborato:

RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO E ABBAGLIAMENTO VISIVO

Nome file stampa:

FV.ASC02.PD.RP.07.docx

Codifica regionale:

AN3N4C7_RelazioneImpattoLuminoso.pdf.p7m

Scala:

Formato di stampa:

A4

Nome file elaborato:

FV.ASC02.PD.RP.07

Tipologia:

R

Proponente:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Via Po, 23

00198 ROMA (RM)

P.IVA. 15773121007



Spazio riservato per firma

Progettista:

E-WAY FINANCE S.p.A.

Via Po, 23

00198 ROMA (RM)

P.IVA. 15773121007



Spazio riservato per timbro e firma

CODICE	REV. n.	DATA REV.	REDAZIONE	VERIFICA	VALIDAZIONE
FV.ASC02.PD.RP.07	00	02/2022	A. Zambrano	A. Bottone	A. Bottone

E-WAY FINANCE S.p.A.
www.ewayfinance.it

Sede legale
Via Po, 23
00198 ROMA (RM)
tel. +39 0694414500

Sede operativa
Via Provinciale, 5
84044 ALBANELLA (SA)
tel. +39 0828984561

INDICE

1	PREMESSA.....	4
2	INTRODUZIONE	5
2.1	Descrizione ed inquadramento area di impianto	5
2.2	Soluzione progettuale.....	6
3	ABBAGLIAMENTO VISIVO	9
3.1	Valutazione degli effetti di abbagliamento	9
3.2	Analisi dei possibili fenomeni di abbagliamento	13
3.2.1	Abbagliamento della navigazione aerea	14
3.3	Soluzione progettuale.....	15
3.3.1	Perdite di riflesso	15
3.3.1.1	Perdite per rivestimento antiriflettente	15
3.3.1.2	Perdite per rivestimento piramidale	16
3.3.1.3	Perdite per densità dell'aria	17
	CONCLUSIONI.....	18



RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO E ABBAGLIAMENTO VISIVO

CODICE FV.ASC02.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 2 di 18

INDICE DELLE FIGURE

<i>Figura 1: Area di impianto e inquadramento generale.....</i>	<i>6</i>
<i>Figura 2: Scheda tecnica del modulo di riferimento LONGi Solar LR5-72HPH-550M parte 1.</i>	<i>7</i>
<i>Figura 3: Scheda tecnica del modulo di riferimento LONGi Solar LR5-72HPH-550M parte 2.</i>	<i>8</i>
<i>Figura 4: Area di impianto e strutture abitative.</i>	<i>13</i>
<i>Figura 5: Immagine raffigurante la distanza tra l'area di impianto e l'aeroporto Foggia-Gino Lisa.</i>	<i>14</i>
<i>Figura 6: Aeroporto Bari-Karol Wojtyla.</i>	<i>15</i>
<i>Figura 7: Confronto tra vetro normale e antiriflettente.</i>	<i>16</i>
<i>Figura 8: Esempio di modulo fotovoltaico con vetro piramidale.</i>	<i>16</i>



RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO E ABBAGLIAMENTO VISIVO

CODICE FV.ASC02.PD.RP.07

REVISIONE n. 00

DATA REVISIONE 12/2021

PAGINA 3 di 18

INDICE DELLE TABELLE

<i>Tabella 1: Valori indicativi raccomandati per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento (fonte Swissolar).</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 2: Distinzione tra zone (fonte Swissolar).</i>	<i>10</i>
<i>Tabella 3: Distinzione tra utilizzi (fonte Swissolar).</i>	<i>10</i>

1 PREMESSA

Il presente elaborato è riferito al progetto per la costruzione e l'esercizio di un impianto agro-fotovoltaico di produzione di energia elettrica da fonte solare, denominato *"Pozzo Zingaro"*, sito in agro di Ascoli Satriano (FG).

In particolare, l'impianto in progetto ha una potenza di picco pari a 47,29 MWp e una potenza nominale di 44,98 MW ed è costituito dalle seguenti sezioni principali:

1. Un campo agro-fotovoltaico suddiviso in 8 sottocampi, costituiti da moduli fotovoltaici monofacciali aventi potenza nominale pari a 550 Wp cadauno (non escludendo la possibilità di utilizzare in fase di progettazione e realizzazione del parco anche moduli bifacciali) ed installati su strutture ad inseguimento monoassiale (tracker);
2. Una stazione di conversione e trasformazione dell'energia elettrica detta *"Power Station"* per ogni sottocampo dell'impianto;
3. Una Cabina di Raccolta e Misura in Media Tensione a 30 kV;
4. Quattro linee elettriche in MT a 30 kV in cavo interrato necessarie per l'interconnessione delle Power Station alla Cabina di Raccolta e Misura;
5. Una Stazione Elettrica (SE) di trasformazione 150/30 kV Utente;
6. Una linea elettrica in MT a 30 kV in cavo interrato necessaria per l'interconnessione della Cabina di Raccolta e Misura e della SE di trasformazione Utente, di cui al punto precedente;
7. Una sezione di impianto elettrico comune con altri operatori, necessaria per la condivisione dello Stallo AT a 150 kV, assegnato dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) all'interno del futuro ampliamento della SE *"Deliceto"* della RTN, ubicata nel comune di Deliceto (FG).
8. Tutte le apparecchiature elettromeccaniche in AT di competenza dell'Utente da installare all'interno del futuro ampliamento della SE *"Deliceto"* della RTN, in corrispondenza dello stallo assegnato;
9. Una linea elettrica in AT a 150 kV in cavo interrato di interconnessione tra la sezione di impianto comune ed il futuro ampliamento della SE *"Deliceto"* della RTN.

Titolare dell'iniziativa proposta è la società E-Way Finance S.p.A., avente sede legale in Via Po, 23 - 00198 Roma (RM), P.IVA 15773121007.

2 INTRODUZIONE

Scopo del presente elaborato è di fornire tutti gli elementi necessari a dimostrare che i possibili fenomeni di abbagliamento nei confronti dei punti di osservazione (avifauna, strutture abitative, viabilità stradale, navigazione aerea ecc.) sono di entità tale da ritenersi trascurabili per tecnologie e configurazione di impianto.

2.1 Descrizione ed inquadramento area di impianto

L'area interessata dalla proposta di intervento progettuale è localizzata in agro del Comune di Ascoli Satriano, individuabile in località *"Pozzo Zingaro"*, al confine con i territori comunali di Ordona (FG), Stornarella (FG), Deliceto (FG) e Candela (FG). L'area dista circa 6 km in direzione nord-ovest dal centro abitato di Ascoli Satriano e circa 7 km in direzione sud-ovest dal centro abitato di Ordona.

L'orografia della zona di sviluppo è tipicamente pianeggiante e non eccessivamente variabile dal punto di vista altimetrico. I suoli risultano essere quasi esclusivamente adibiti ad uso agricolo sostanzialmente priva di alberature di medio o alto fusto fatta eccezione per le zone ove sussistono alcune strutture a carattere abitativo, provviste di siepi ed alberature di medio fusto lungo il perimetro dell'insediamento o circondati da piantumazioni di uliveti.

L'impianto fotovoltaico da realizzare sarà costituito da tracker monoassiali disposti in direzione nord-sud costituiti da 28 moduli fotovoltaici, modulo di riferimento LONGi Solar LR5-72HPH-550M di potenza nominale di picco 550 W o similari in caratteristiche, in configurazione 2P e cioè su due file parallele da 14 moduli ciascuna.

Il layout di progetto si inserisce in un contesto territoriale con a margine la presenza di alcune applicazioni di tipo minieolico e grande eolico, debitamente tenute in considerazione nelle analisi.



Figura 1: Area di impianto e inquadramento generale.

2.2 Soluzione progettuale

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.

Hi-MO 5m

**LR5-72HPH
530~550M**

- Based on M10-182mm wafer, best choice for ultra-large power plants
- Advanced module technology delivers superior module efficiency
 - M10 Gallium-doped Wafer • Smart Soldering • 9-busbar Half-cut Cell
- Excellent outdoor power generation performance
- High module quality ensures long-term reliability

12 12-year Warranty for Materials and Processing

25 25-year Warranty for Extra Linear Power Output

**Complete System and
Product Certifications**

IEC 61215, IEC 61730, UL 61730
ISO 9001:2015: ISO Quality Management System
ISO 14001:2015: ISO Environment Management System
TS2941: Guideline for module design qualification and type approval
ISO 45001:2018: Occupational Health and Safety

LONGi



Figura 2: Scheda tecnica del modulo di riferimento LONGi Solar LR5-72HPH-550M parte 1.

Hi-MO 5m

LR5-72HPH 530~550M

21.5%
MAX MODULE
EFFICIENCY

0~+5W
POWER
TOLERANCE

<2%
FIRST YEAR
POWER DEGRADATION

0.55%
YEAR 2-25
POWER DEGRADATION

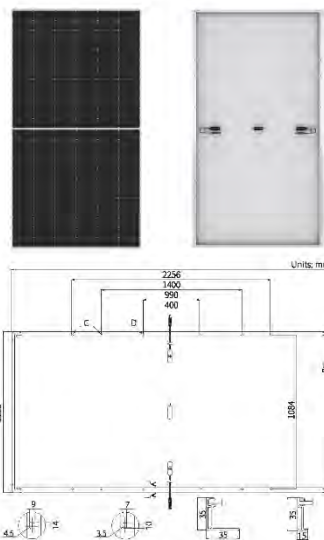
HALF-CELL
Lower operating temperature

Additional Value



Mechanical Parameters

Cell Orientation	144 (6X24)
Junction Box	IP68, three diodes
Output Cable	4mm ² , +400, -200mm/±1400mm length can be customized
Glass	Single glass, 3.2mm coated tempered glass
Frame	Anodized aluminum alloy frame
Weight	27.2kg
Dimension	2256×1133×35mm
Packaging	31pcs per pallet / 155pcs per 20' GP / 620pcs per 40' HC



Electrical Characteristics

	STC: AM1.5 1000W/m ² 25°C		NOCT: AM1.5 800W/m ² 20°C 1m/s							
Module Type	LR5-72HPH-530M		LR5-72HPH-535M		LR5-72HPH-540M		LR5-72HPH-545M		LR5-72HPH-550M	
Testing Condition	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT	STC	NOCT
Maximum Power (P _{max} /W)	530	530	535	399.5	540	403.3	545	407.0	550	410.7
Open Circuit Voltage (V _{oc} /V)	49.20	49.20	49.35	46.26	49.50	46.41	49.65	46.55	49.80	46.69
Short Circuit Current (I _{sc} /A)	13.71	13.71	13.78	11.15	13.85	11.20	13.92	11.25	13.98	11.31
Voltage at Maximum Power (V _{mp} /V)	41.35	41.35	41.50	38.64	41.65	38.78	41.80	38.92	41.95	39.06
Current at Maximum Power (I _{mp} /A)	12.82	12.82	12.90	10.34	12.97	10.40	13.04	10.46	13.12	10.52
Module Efficiency(%)	20.7		20.9		21.1		21.3		21.5	

Operating Parameters

Operational Temperature	-40°C ~ +85°C
Power Output Tolerance	0 ~ +5 W
V _{oc} and I _{sc} Tolerance	±3%
Maximum System Voltage	DC1500V (IEC/UL)
Maximum Series Fuse Rating	25A
Nominal Operating Cell Temperature	-45±2°C
Protection Class	Class II
Fire Rating	UL type 1 or 2

Mechanical Loading

Front Side Maximum Static Loading	5400Pa
Rear Side Maximum Static Loading	2400Pa
Hailstone Test	25mm Hailstone at the speed of 23m/s

Temperature Ratings (STC)

Temperature Coefficient of I _{sc}	+0.048%/°C
Temperature Coefficient of V _{oc}	-0.270%/°C
Temperature Coefficient of P _{max}	-0.350%/°C

LONGi

No.8369 Shangyuan Road, Xi'an Economic And
Technological Development Zone, Xi'an, Shaanxi, China.
Web: en.longi-solar.com

Specifications included in this datasheet
are subject to change without notice.
LONGi reserves the right of final
interpretation. (2021.05.09 V1.3)

Figura 3: Scheda tecnica del modulo di riferimento LONGi Solar LR5-72HPH-550M parte 2.

Si rimanda in ogni caso al progetto esecutivo per maggiori dettagli e per la definizione precisa della tipologia di modulo fotovoltaico, nonché dell'individuazione delle misure di mitigazione e prevenzione dei possibili fenomeni di abbagliamento.

3 ABBAGLIAMENTO VISIVO

Con abbagliamento visivo si intende la compromissione temporanea della capacità visiva di un osservatore a seguito dell'improvvisa esposizione ad una intensa sorgente luminosa. La radiazione che può colpire l'osservatore è data dalla 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 dalla fonte luminosa, ma che viene precedentemente riflesso o scomposto.

Considerato l'insieme di un impianto fotovoltaico, gli elementi che sicuramente possono generare i fenomeni di abbagliamento più considerevoli sono i moduli fotovoltaici.

Per argomentare il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici occorre considerare diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientamento, alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera nonché alla zona e all'utilizzazione del punto di osservazione abbagliato.

3.1 Valutazione degli effetti di abbagliamento

Nella valutazione degli effetti e dei rischi di abbagliamento è di fondamentale importanza distinguere gli aspetti oggettivi da quelli soggettivi e pertanto riconoscere gli aspetti fisici e fisiologici da quelli psicologici (come la diversa percezione dell'abbagliamento da soggetti differenti o dal medesimo soggetto in tempi differenti), nonché la zona e l'utilizzazione del punto di osservazione abbagliato.

La riflessione della luce solare su una superficie è determinata da leggi geometriche (l'orbita solare) e fisiche (intensità e riflessione derivanti dalle caratteristiche dei materiali impiegati). A partire da una determinata intensità del raggio riflesso si parla di abbagliamento (fisiologico). A questo riguardo però la legge non stabilisce alcun limite né valore indicativo. L'orbita solare e il percorso dei raggi riflessi nell'ambiente si possono calcolare e l'intensità si può misurare con gli appositi strumenti.

Pertanto, in assenza di specifiche normative che regolamentino gli effetti di abbagliamento è possibile fare riferimento alla "guida pratica per la procedura di annuncio o autorizzazione di impianti solari" (febbraio 2021) proposta dalla Swissolar (associazione svizzera dei professionisti dell'energia solare) per gli impianti solari e per similitudine costruttiva applicabile agli impianti fotovoltaici, dalla quale è possibile osservare una serie di raccomandazioni, regole pratiche per la stima degli effetti di abbagliamento e valori limite raccomandati di tollerabilità.

In Tabella 1 sono riportati i valori indicativi raccomandati da Swissolar per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento:

Tabella 1: Valori indicativi raccomandati per la definizione degli aspetti fisici e fisiologici di abbagliamento (fonte Swissolar).

PARAMETRO	VALORE INDICATIVO RACCOMANDATO	OSSERVAZIONE
Angolo fra raggio solare e raggio abbagliante	$> 20^\circ$	Il raggio riflesso disturba soltanto se non proviene dalla stessa direzione del raggio solare.
Angolo di incidenza del raggio abbagliante su una finestra	$> 20^\circ$	Un raggio riflesso è rilevante soltanto se arriva su una finestra o una facciata con un'incidenza maggiore di 20° , altrimenti la sua penetrazione nel locale generalmente è trascurabile.
Radiazione normale diretta (DNI)	$> 120 \text{ W/m}^2$	A partire da una DNI di 120 W/m^2 in generale si contano le ore di insolazione (WMO sunshine threshold). Se non c'è sole (in tal caso $\text{DNI} < 120 \text{ W/m}^2$) non è nemmeno possibile un abbagliamento.
Densità di potenza del raggio riflesso	$> 30 \text{ W/m}^2$	Si consiglia di non considerare abbagliamento le riflessioni inferiori al 3% della luce solare diretta a mezzogiorno.
Brillanza della superficie riflettente	> 50000	Il sole ha una luminanza di $1500000000 \text{ cd/m}^2$ ovvero circa 15000000 cd/m^2 con una divergenza omogenea del fascio di 5° . Finora si raccomanda di considerare abbagliamento luminanze superiori a 50000 cd/m^2 . Attualmente si sta riesaminando questo limite, che presumibilmente sarà ridotto.

In riferimento agli effetti tollerabili è opportuno differenziare l'area di impianto per zona e utilizzazione, in particolare si possono distinguere le zone riportate in Tabella 2 e gli utilizzi del punto di osservazione riportati in Tabella 3:

Tabella 2: Distinzione tra zone (fonte Swissolar).

ZONA	OSSERVAZIONE
Industriale	Si possono prevedere riflessioni su superfici artificiali.
Residenziale	Vi sono regolarmente piccole riflessioni.
Agricola	Con tempo asciutto vaste aree del paesaggio non riflettono.

Tabella 3: Distinzione tra utilizzi (fonte Swissolar).

UTILIZZO	OSSERVAZIONE
Spazi abitativi, scuole, ospedali ecc.	L'abbagliamento può essere rilevante in qualsiasi momento.
Balconi, giardini ecc.	L'abbagliamento è rilevante soltanto nel periodo estivo.
Facciate senza finestre, trombe delle scale, sentieri ecc.	L'abbagliamento è irrilevante.

Per la maggior parte degli impianti fotovoltaici l'abbagliamento non costituisce una problematica di entità rilevante poiché le aree eventualmente interessate dalla luce riflessa sono talmente modeste da rendere improbabile l'esposizione di una zona di immissione o di un punto di osservazione critico a tali aree.

Per ridurre al minimo i possibili fenomeni di abbagliamento è consigliato utilizzare la metodologia Swissolar per la stima dell'effetto abbagliante. Tale metodologia si articola in tre fasi per facilitare l'identificazione e la rapida selezione degli impianti per i quali è improbabile che si verifichino effetti di abbagliamento:

- abbagliamento impossibile o irrilevante:
- l'osservatore non può vedere i moduli fotovoltaici:
- caso degli impianti rialzati in cui l'osservatore può guardare i moduli soltanto dal dietro ("behind the plane");
- caso in cui un oggetto impedisce all'osservatore di vedere l'impianto;
- caso in cui l'impianto non risulta visibile dal punto di vista dell'osservatore.
- evidente impossibilità di abbagliamento:
- al momento di studiare l'abbagliamento l'impianto è in ombra;
- per ragioni geometriche i raggi solari riflessi dai moduli non possono colpire il punto di osservazione. Ad esempio, un impianto inclinato da 0° a 35° verso sud non può riflettere su nessun punto a sud dell'impianto, a meno che non si trovi a un'altezza significativamente superiore all'impianto stesso.
- i raggi riflessi colpiscono soltanto facciate senza finestre, trombe delle scale, sentieri di giardini e aree simili, dove non è prevista sosta di un utente osservatore.
- abbagliamento non critico:
- impianto di piccole dimensioni (zona residenziale e superficie < 10 m², zona industriale e superficie < 100 m²);
- possibili osservatori molto lontani (zona residenziale e distanza > 100 m, zona industriale e distanza > 50 m);
- rapporto tra estensione massima dell'impianto fotovoltaico e distanza tra impianto e osservatore inferiore a 1/8;
- angolo di visibilità massimo dell'impianto dal punto di vista dell'osservatore inferiore a 7,5°.
- necessità di ulteriori accertamenti: se con le fasi precedenti non risulta possibile escludere o ritenere non grave l'abbagliamento si consiglia di procedere al calcolo teorico dei possibili orari e durate degli abbagliamenti in condizioni di cielo sereno durante l'anno e senza divergenza del fascio, e, per le zone residenziali, di considerare tollerabili:

- abbagliamento della durata massima di 30 minuti in un numero qualsiasi di giorni dell'anno;
- abbagliamento della durata massima di 60 minuti per un massimo di 60 giorni all'anno;
- abbagliamento della durata massima di 120 minuti per un massimo di 20 giorni all'anno;
- al massimo 50 ore di abbagliamento all'anno.

Se nei calcoli si tiene conto della nuvolosità media, la possibile durata annua dell'abbagliamento si riduce a circa la metà. Questi valori valgono sempre per un singolo punto di osservazione nella zona residenziale, non per intere superfici di osservazione. Per le zone industriali si possono considerare ammissibili gli abbagliamenti con una durata almeno doppia. Oltre alla zona di appartenenza, anche il tipo di utilizzazione può essere determinante come criterio.

Se dalla valutazione degli effetti di abbagliamento risultasse che l'impianto fotovoltaico è presumibilmente causa di abbagliamenti critici, è possibile adottare provvedimenti nella progettazione e/o nella realizzazione dell'impianto stesso, ad esempio:

- trasferimento dell'impianto in un'altra posizione;
- modifica dell'inclinazione o dell'orientamento dell'impianto;
- impiego di vetri solari speciali;
- limitazione della visuale dell'osservatore sull'impianto, per esempio mediante schermature quali alberi a fusto medio/alto;
- ombreggiamento temporaneo dell'impianto, eventualmente anche mediante alberi;
- riduzione delle dimensioni dell'impianto;
- rinuncia alla costruzione dell'impianto;
- in caso di angolo di osservazione piatto: impiego di vetro solare liscio senza divergenza (diffusione) del fascio per ridurre la durata della riflessione;
- in caso di angolo di osservazione quasi perpendicolare: impiego di vetro solare fortemente strutturato o vetro leggermente strutturato con rivestimento antiriflesso per ridurre l'intensità. Vetri fortemente strutturati sono per esempio quelli con superfici prismatiche, realizzate con speciali laminatoi. Le esperienze fatte con questi vetri hanno però evidenziato anche svantaggi, sia perché si sporcano di più e in secondo luogo, perché producono effetti luminosi indesiderati con un angolo di osservazione piatto. Attualmente si spera molto di poter ridurre gli effetti abbaglianti utilizzando vetri satinati. Vengono prodotti partendo da vetro trasparente mediante sabbiatura, serigrafia o

trattamento chimico. Quanto siano idonei ai moduli fotovoltaici e in quali applicazioni si possano utilizzare va ancora determinato sulla base di esempi e mediante misurazioni.

3.2 Analisi dei possibili fenomeni di abbagliamento

L'impianto sarà collocato in una zona prevalentemente agricola, in un contesto abitativo tipicamente rurale.

Considerata la configurazione di installazione dell'impianto, e cioè disposizione dei tracker in direzione nord-sud ad inseguimento solare est-ovest, i possibili punti di osservazione critica possono trovarsi soltanto ad est e ad ovest dell'impianto stesso.

Ciò significa escludere a priori i fenomeni di abbagliamento per la maggior parte delle strutture abitative e dei tratti di viabilità stradale nei pressi dell'area di impianto, ad eccezione rispettivamente del recettore definito con la sigla "R06", e comunque posto a considerevole distanza di circa 200 m ad ovest dell'area a sud, e di un breve tratto di viabilità di circa 570 m di strada provinciale 85 al centro dell'area a nord, che per alcune ore della giornata (prime del mattino e/o ultime della sera) potrebbero trovarsi esposti alle direzioni di riflessione dei moduli.



Figura 4: Area di impianto e strutture abitative.

Tali aree in realtà, per quanto riportato nei capitoli precedenti e in quelli successivi, non sono da considerarsi punti di osservazione critica, sia per distanza nel caso del recettore definito con la sigla "R06", sia per

inclinazione dei tracker nel caso del tratto di strada provinciale 85, sia, per entrambe, per caratteristiche costruttive del modulo fotovoltaico, nonché per le testimonianze di ampio utilizzo in ambito aeroportuale.

3.2.1 Abbagliamento della navigazione aerea

Ai sensi di quanto previsto al punto 1.4 del capitolo 1 e dal capitolo 4 del “Regolamento per la Costruzione e l’Esercizio degli Aeroporti”, per gli impianti fotovoltaici di nuova realizzazione, è richiesta l’istruttoria e l’autorizzazione da parte dell’ENAC (Ente Nazionale per l’Aviazione Civile) nel caso in cui risultino ubicati a una distanza inferiore di 6 km dall’ARP (Airport Reference Point – dato rilevabile dall’AIP-Italia) del più vicino aeroporto e, nel caso specifico in cui abbiano una superficie uguale o superiore a 500 mq.

La documentazione da trasmettere deve contenere una valutazione di compatibilità degli eventuali ostacoli e interferenze da abbagliamento alla navigazione aerea dei piloti.

Per quanto riguarda invece il rilascio dell’autorizzazione per la costruzione di nuovi impianti, manufatti e strutture in genere che si trovano in prossimità di aeroporti militari, ai sensi dell’art. 710 del Codice della Navigazione è attribuita all’Aeronautica Militare.

L’impianto fotovoltaico da realizzare è situato a circa 20 km dall’aeroporto più vicino, e cioè dall’aeroporto di Foggia-Gino Lisa; pertanto, non è soggetto ad istruttoria e rilascio di autorizzazione da parte dell’ENAC.

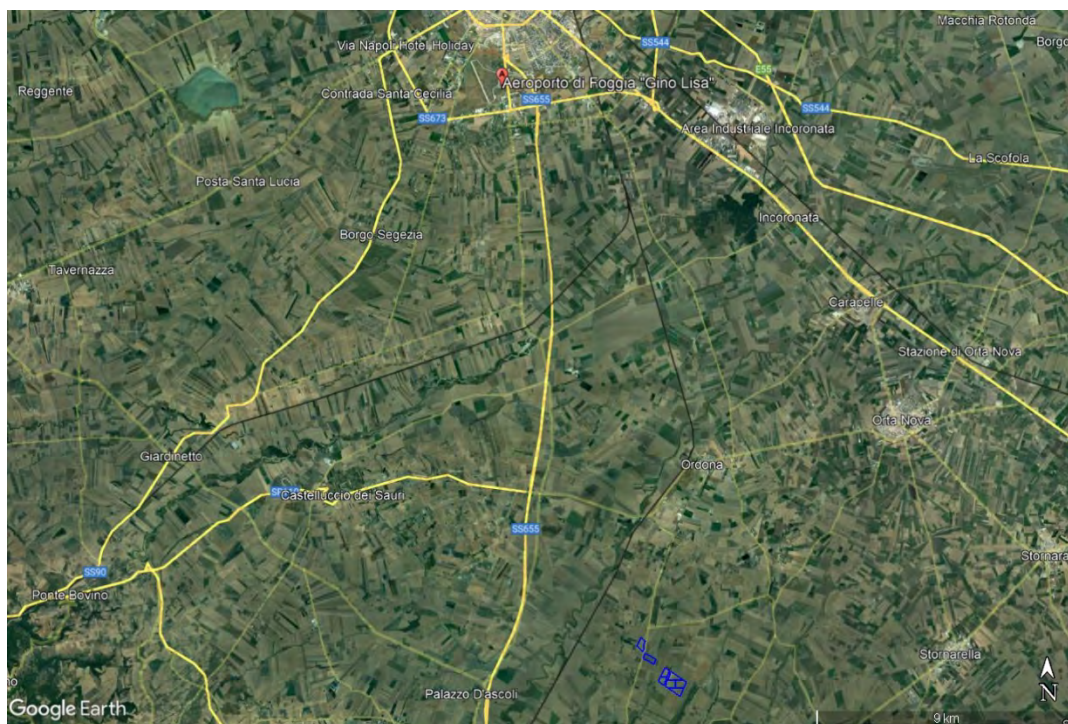


Figura 5: Immagine raffigurante la distanza tra l’area di impianto e l’aeroporto Foggia-Gino Lisa.

Inoltre, oggi giorno sono numerosi in Italia e non solo, gli aeroporti alimentati dagli impianti fotovoltaici, ad esempio l'aeroporto di Bari-Karol Wojtyła, l'aeroporto Leonardo da Vinci di Fiumicino, aeroporto di Bolzano-Dolomiti ecc., per i quali, senza necessariamente ricorrere a particolari scelte progettuali risulta del tutto accettabile l'entità del riflesso causato dalla presenza dei moduli fotovoltaici installati a terra o integrati al di sopra di padiglioni aeroportuali o delle abitazioni nelle zone limitrofe.



Figura 6: Aeroporto Bari-Karol Wojtyła.

3.3 Soluzione progettuale

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.

3.3.1 Perdite di riflesso

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 corrente elettrica.

3.3.1.1 Perdite per rivestimento antiriflettente

L'insieme delle celle solari costituenti i moduli fotovoltaici previsti è protetto frontalmente da un vetro temprato antiriflettente ad alta trasmittanza, il quale dà alla superficie del modulo un aspetto opaco che nulla ha a che vedere con quello delle comuni superfici vetrate.



Figura 7: Confronto tra vetro normale e antiriflettente.

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

3.3.1.2 Perdite per rivestimento piramidale

Per diminuire ulteriormente le perdite per riflessione ed incrementare l'efficienza del modulo fotovoltaico la tecnologia ha individuato un'ulteriore soluzione: moduli fotovoltaici con vetro piramidale.

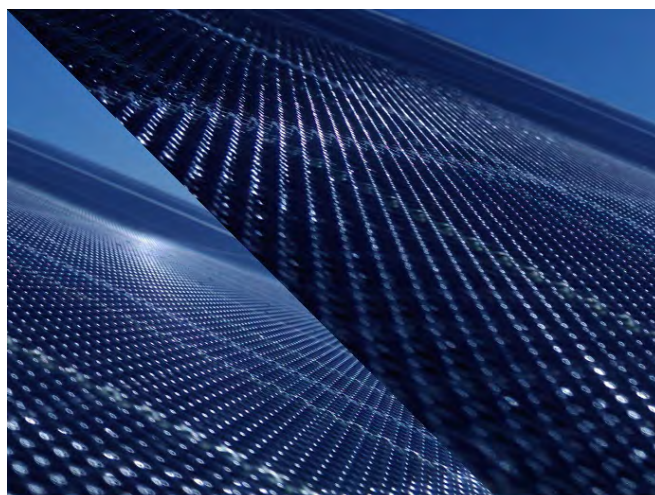


Figura 8: Esempio di modulo fotovoltaico con vetro piramidale.

Questa tipologia di vetro ha le caratteristiche per funzionare come una "light trap": intrappola i raggi solari e ne limita la riflessione. Poiché la superficie di interfaccia non è liscia, il raggio solare incidente viene riflesso con angoli diversi e rimane "intrappolato" all'interno del vetro.



RELAZIONE DI IMPATTO LUMINOSO E ABBAGLIAMENTO VISIVO

CODICE	FV.ASC02.PD.RP.07
REVISIONE n.	00
DATA REVISIONE	12/2021
PAGINA	17 di 18

3.3.1.3 Perdite per densità dell'aria

Occorre anche considerare che le stesse molecole componenti l'aria, al pari degli oggetti, danno luogo a fenomeni di assorbimento, riflessione e scomposizione delle radiazioni luminose su di esse incidenti. Pertanto, la minoritaria percentuale di luce solare che viene riflessa dalla superficie del modulo fotovoltaico, grazie alla densità ottica dell'aria, è comunque destinata nel corto raggio ad essere ridirezionata, scomposta, e convertita in energia termica.

CONCLUSIONI

In conclusione, in assenza di specifiche normative che regolamentino tale problematica, sulla base delle valutazioni e delle considerazioni effettuate in virtù delle tecnologie e della configurazione di impianto, i possibili fenomeni di abbagliamento sono di entità tale da ritenersi trascurabili ed eventualmente del tutto accettabili da non causare interferenze nemmeno alla navigazione aerea dei piloti.

Considerato il modulo fotovoltaico il componente dell'impianto al quale attribuire i possibili fenomeni di abbagliamento, è previsto di installare moduli fotovoltaici realizzati con apposite superfici vetrate antiriflesso a struttura piramidale in modo tale da massimizzare le perdite di riflesso e minimizzare al contempo sia le perdite di efficienza che il manifestarsi dei possibili fenomeni di abbagliamento.

Si rimanda in ogni caso al progetto esecutivo per maggiori dettagli e per la definizione precisa della tipologia di modulo fotovoltaico, nonché dell'individuazione delle misure di mitigazione e prevenzione dei possibili fenomeni di abbagliamento.