



MINISTERO DELLA
TRANSIZIONE ECOLOGICA



REGIONE PUGLIA



COMUNE di San Marco in Lamis

Progettazione e Coordinamento	Progettazione Elettromeccanica	Ing. Giovanni Cis Tel. 349 0737323 E-Mail: giovanni.cis@ingpec.eu					
Studio Ambientale	Progettazione Strutturale	Ing. Leo Baldo Petitti Tel. 329 1145542 E-Mail: leobaldo.petitti@ingpec.eu					
Studio Naturalistico	Dott. Forestale Lupo Corso Roma, 110 71121 Foggia E-Mail: luigilupo@libero.it	Studio Archeologico					
Studio Geologico	Dott. Pasquale G. Longo Via Pescasseroli 13 66100 Chieti	Studio Agronomico	Dott. N. D'Errico Via Goito 8 71017 Torremaggiore (FG)	Studio Idraulico	Ing. A.L. Giordano Tel. +39 346.6330966 - E-Mail: lauragiordano.ing@gmail.com	Studio Acustico	Arch. Marianna Denora Via Savona 3 70022 Altamura (BA)
Proponente	DEVELOPMENT SRL Via Vittor Pisani, 16 - 20124 Milano (MI) - P.IVA 04300510718			EPC	DEVELOPMENT SRL Via Vittor Pisani, 16 - 20124 Milano (MI) - P.IVA 04300510718		
Opera	PROGETTO PER UN IMPIANTO DI PRODUZIONE AGRO-ENERGETICO INTEGRATO DA REALIZZARSI NEL COMUNE DI SAN MARCO IN LAMIS (FG) IN LOCALITA' "POSTA D'INNANZI"						
Oggetto	Folder JLHWZY9_Progetto definitivo.zip						
	Nome file JLHWZY9_PD_R33_Rev0_Relazione_tecnica_verifica_abbagliament						
	Descrizione elaborato Relazione tecnica verifica abbagliamento				ELABORATO R 33		
Rev.	Data	Oggetto della revisione:	Elaborazione	Verifica	Approvazione		
Scala:							
Formato:	Codice Pratica		JLHWZY9				

INDICE

1. PREMESSA.....	4
2. DESCRIZIONE DELL'OPERA IN PROGETTO	6
2.1 COORDINATE E QUOTE DI PROGETTO	8
3. VERIFICA ABBAGLIAMENTO.....	11
4. CONCLUSIONI	18

Allegato 1_JLHWZY9_INQUADRAMENTO CTR_PROCEDURA ENAC

Allegato 2_JLHWZY9_PROFIL0 ALTIMETRICO

Allegato 3_JLHWZY9_Rilievo Planoaltimetrico

1. PREMESSA

L'intervento consiste nella realizzazione di un impianto di produzione di energia elettrica mediante l'impiego di pannelli fotovoltaici, da installare nell'ambito del territorio comunale di **S. Marco in Lamis** in provincia di Foggia.

L'impianto sarà costituito da **89.570** moduli fotovoltaici, montati su strutture metalliche per inseguimento mono-assiale, uniformemente distribuite su una superficie complessiva di circa **57 ha**.

La realizzazione prevede inoltre un complesso di opere di connessione con n. 20 cabine di trasformazione BT/MT con inclusi gli inverter per conversione corrente da continua ad alternata posti all'interno dell'area di impianto ed una stazione MT/ AT del Produttore esterna all'area di impianto, che verrà connessa al sistema 150 kV della stazione RTN di TERNA Spa denominata "Innanzi" (**Codice Pratica Terna = 201900131**).

La potenza di picco complessiva installata con pannelli fotovoltaici produrrà in corrente continua (DC) e bassa tensione (BT) dell'impianto circa **52,398 MWp**, mentre quella netta in corrente alternata (AC) in alta tensione (AT) e riversata nella Rete di Trasmissione Nazionale (RTN) di Terna sarà inferiore a 50 MWp. Ipotizzando un'insolazione media annua di 1.900 ore darà luogo a una produzione totale netta di circa **101.295.000 kWh**.

Il suddetto impianto è localizzato in un'area posta a nord dell'Aeroporto Militare di Amendola – 32° Stormo Aeronautica Militare ad una distanza di circa 3,14 km.



Figura 1.1: Ubicazione delle aree di impianto e dell'Aeroporto Militare di Amendola su base ortofoto

In virtù del procedimento di valutazione di impatto ambientale VIA in orso, Cod. prat. 2020/0019/VIA, Facendo riferimento alla richiesta di integrazioni promossa dall' AERONAUTICA MILITARE - Comando Scuole dell'A.M. / 3^ Regione, (Aerea Ufficio Territorio e Patrimonio, Sezione Servitù e Limitazioni) prot. n. 0020626 del 23.04.2021 e in aderenza alle linee guida e regolamenti

ENAC, si rende necessario procedere con il presente studio, atto alla verifica dell'assenza di potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione e di fenomeni di riflessione e/o di abbagliamento ai piloti e operatori del traffico aereo dovuti dall'impianto fotovoltaico.

2. DESCRIZIONE DELL'OPERA IN PROGETTO

I terreni dove è stato localizzato il nuovo parco fotovoltaico, sono situati a sud del centro abitato di S. Marco in Lamis in località "Posta d'Innanzi" e sono attualmente utilizzati principalmente per la coltivazione agricola.

L'area copre una superficie complessiva di circa 57 Ha ed è posizionata a circa 170 mt. a sud-ovest della centrale di Terna e a 3,14 km a nord dell'Aeroporto Militare di Amendola.

L'area è interessata da un vincolo paesaggistico di natura storico insediativo che limita la superficie di installazione di pannelli nella parte sud-ovest dell'impianto e da una fascia di rispetto per un elettrodotto di Alta Tensione localizzato nella parte a nord ovest dell'impianto.

Si riporta di seguito uno stralcio dell'inquadramento su mappa catastale e carta IGM e ortofoto con l'identificazione dell'area di impianto. Maggiori informazioni sono riepilogate nel documento "JLHWZY9_PD_R01Rev0_Relazione_descrittiva"

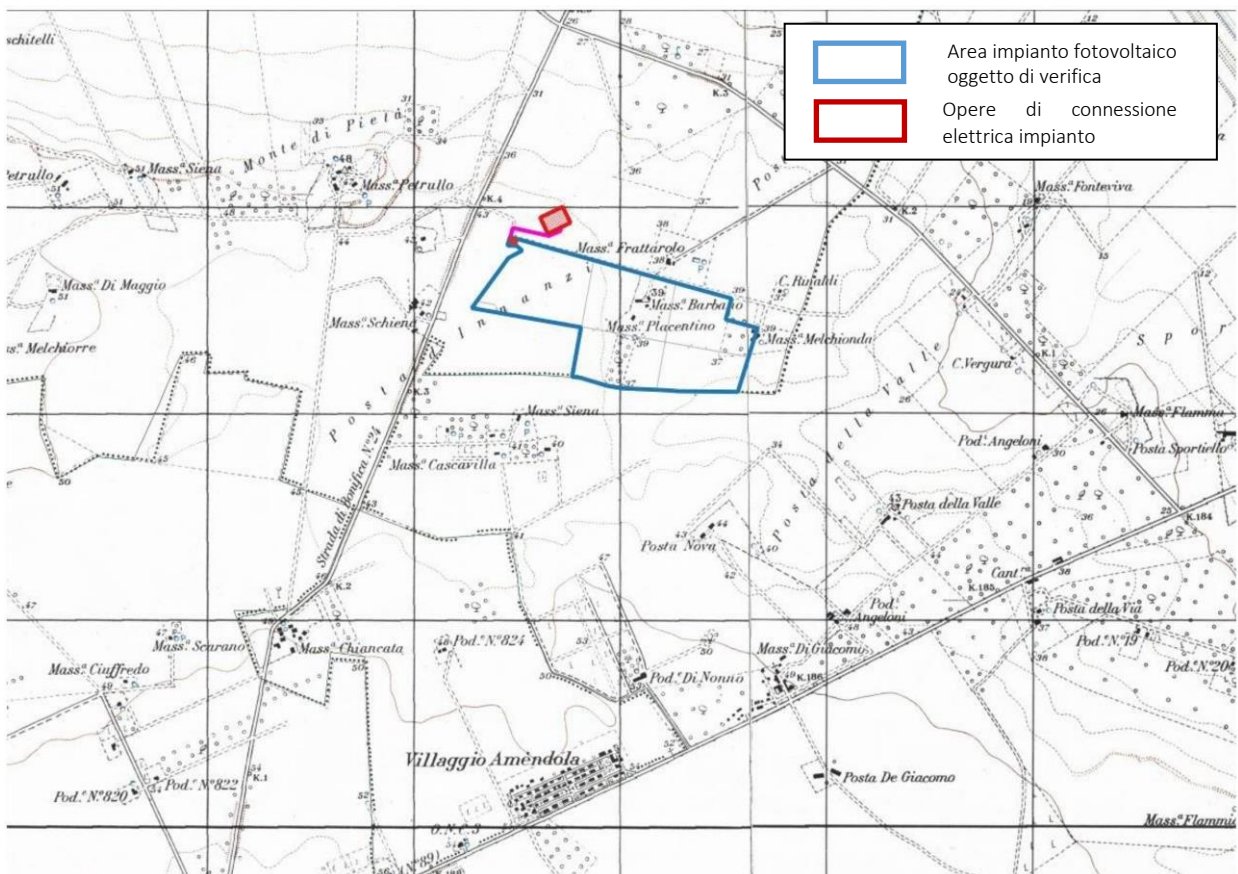


Figura 2.1: Ubicazione delle aree di progetto su base IGM

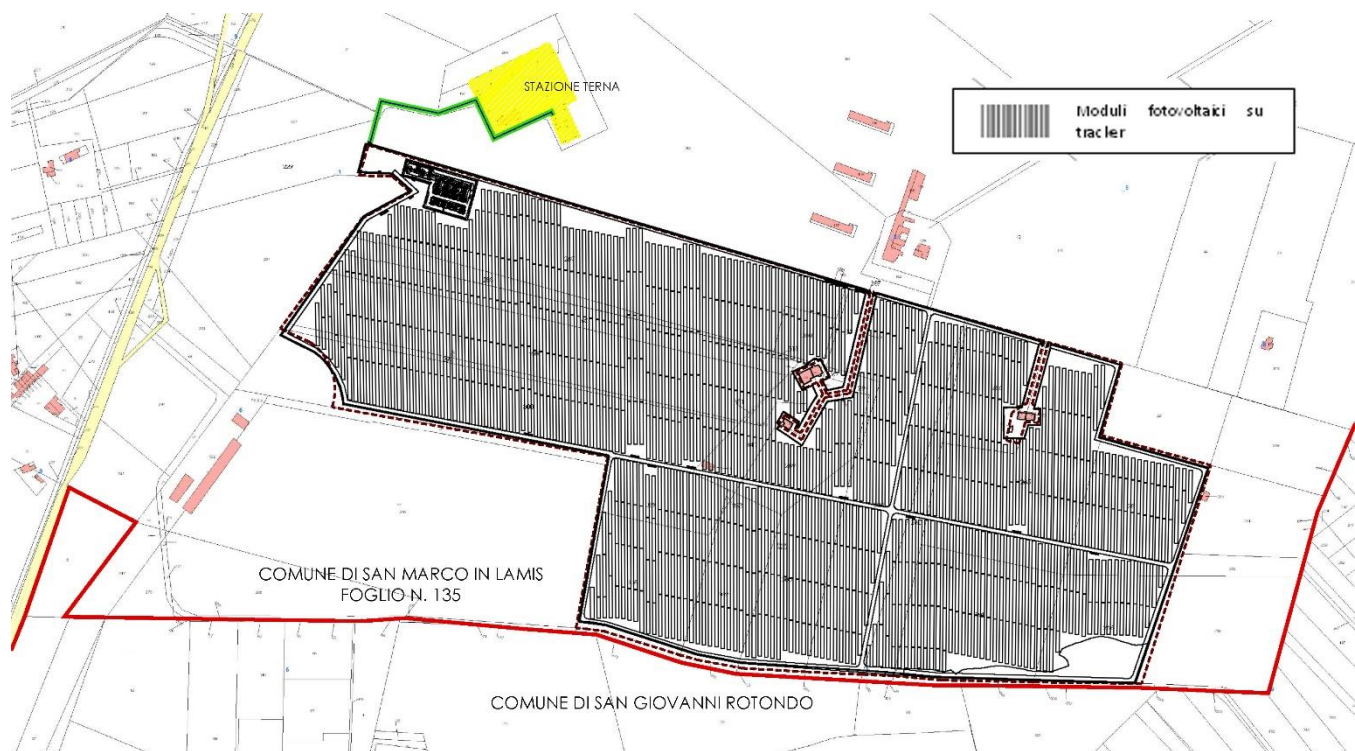


Figura 2.2: Ubicazione delle aree di progetto su mappa catastale

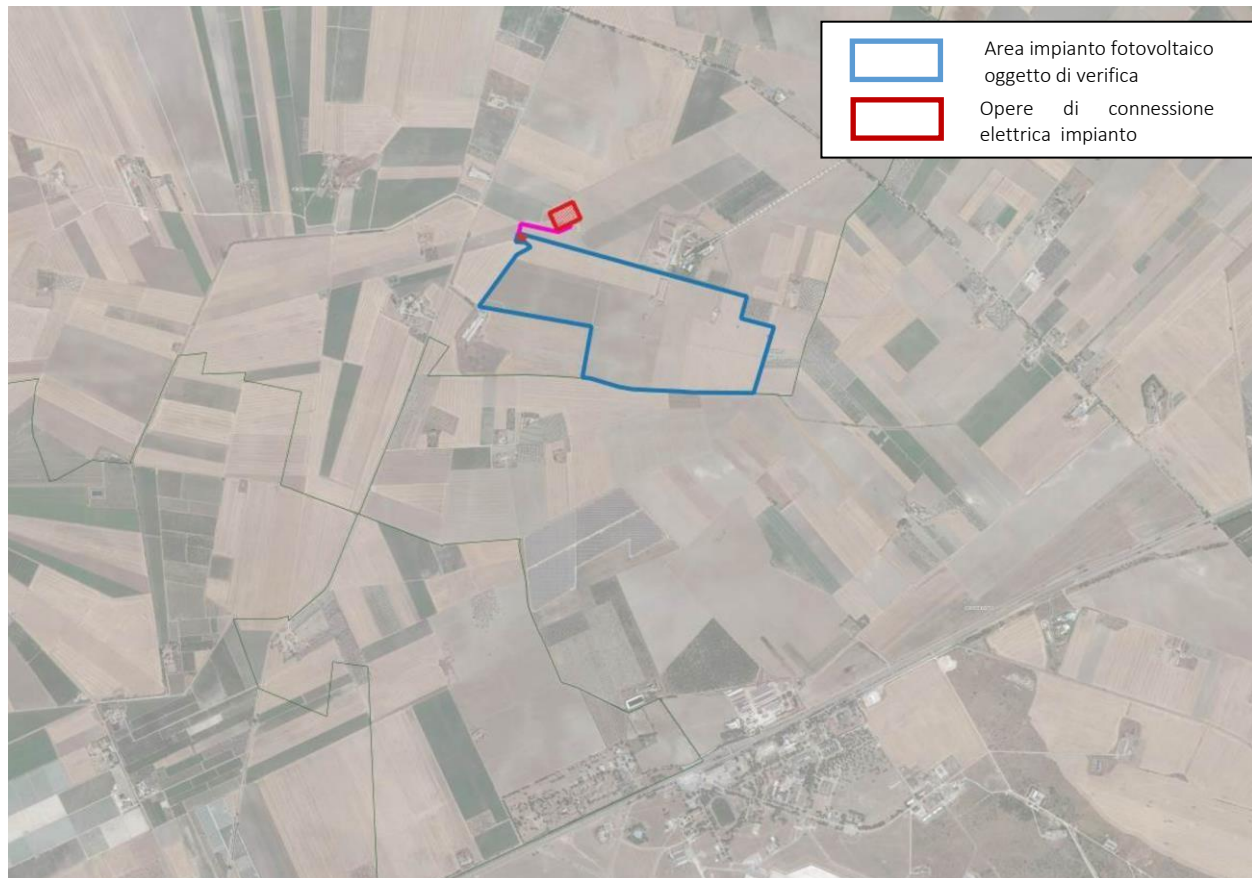


Figura 2.3: Ubicazione delle aree di progetto su base Ortofoto

Nell'impianto verranno impiegate strutture di sostegno dei moduli monocasiali ad inseguimento orientate NORD-SUD e in grado di inclinarsi automaticamente mediante attuatori da EST verso OVEST. Le strutture in acciaio hanno una altezza di circa 2,8 m quando il modulo fotovoltaico si trova in posizione orizzontale che arriva a circa 4,5 m quando il modulo di trova in posizione orientata. L'angolo di inclinazione 55° per lato. Di seguito una vista delle strutture con il modulo fotovoltaico in posizione orizzontale.

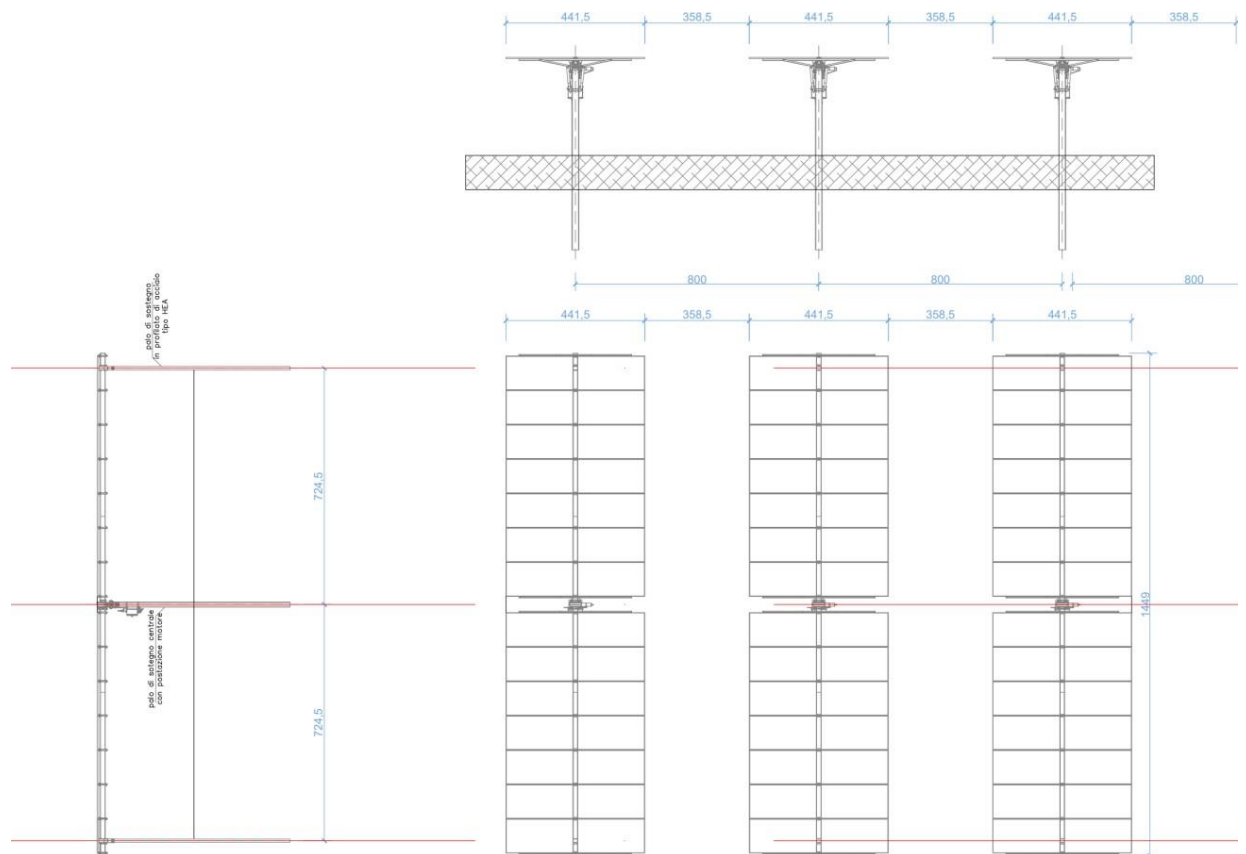


Figura 2.4: Particolare strutture di sostegno moduli fotovoltaici

2.1 COORDINATE E QUOTE DI PROGETTO

Il progetto prevede la installazione di strutture tracker atte al sostegno dei moduli fotovoltaici e capaci di orientarsi verso il sole oltre a una stazione elettrica utente in alta tensione.

Le strutture tracker avranno un'altezza massima di circa 4,5 m rispetto al suolo, in una limitata area di impianto sarà presente una stazione utente realizzata in manufatti d'acciaio della altezza rispetto al suolo di circa 6.5m. Quest'ultima sarà caratterizzata da strutture non riflettenti.

In riferimento all'area di impianto fotovoltaico sono state identificate le coordinate dei vertici e le relative quote slm, quale oggetto della presente verifica. Negli elaborati grafici allegati sono riportate due profili di sezione dell'area di impianto e relative quote slm.

Vertice	Latitudine(°)	Longitudine (°)	Quota (m) AMSL
1	41.573424	15.685789	42.62
2	41.572781	15.685445	41.58
3	41.573343	15.688256	40.93
4	41.573183	15.689050	40.28
5	41.573103	15.689415	40.59
6	41.572509	15.688256	40.31
7	41.570550	15.686390	40.40
8	41.569523	15.692569	38.81
9	41.567484	15.692097	37.13
10	41.567452	15.692720	36.99
11	41.567082	15.694114	36.65
12	41.566970	15.694930	36.51
13	41.566874	15.697118	35.16
14	41.566745	15.701667	31.12
15	41.569539	15.702826	38.40
16	41.569924	15.700938	38.28
17	41.570919	15.701367	37.76
18	41.573905	15.688686	41.79

Figura 2.5: Tabella coordinate vertici aree di progetto



Figura 2.6: Vertici aree di progetto su ortofoto

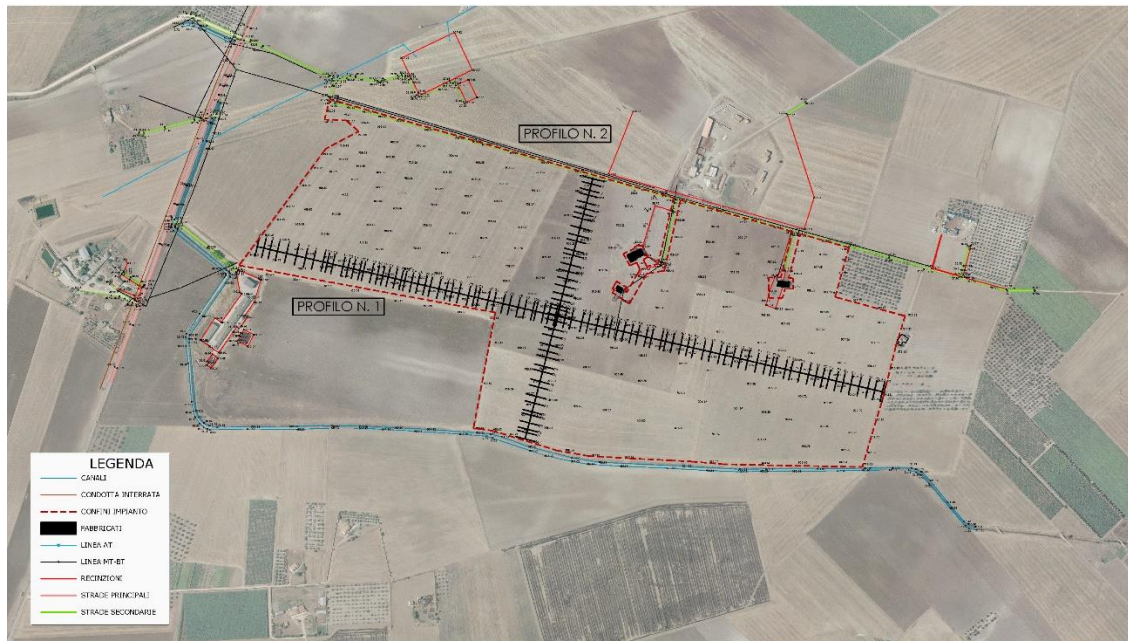


Figura 2.7: aree di progetto quotata su ortofoto e profili di sezione in magenta

L'impianto è caratterizzato da una quota terreno variabile da circa 31.0 m fino a 43.5 m slm, una altezza massima dei manufatti AGL di circa 4,5m ed una elevazione al top nel punto quotato massimo di circa 48 m slm.

3. VERIFICA ABBAGLIAMENTO

Come citato, il presente progetto ricade in un'area posta ad una distanza di circa 3,1 km dall'Aeroporto Militare di Amendola, identificato con il punto ARP di coordinate WGS84 41°32'29.01"N e 015°43'05.10"E e relativa elevazione pari a circa 56m slm. L'aeroporto è caratterizzato da traffico aereo di tipo strumentale "instrument flight rules" IFR e visuale "visual flight rules" VFR.

In relazione a quanto previsto dai regolamenti e linee guida ENAC, l'impianto fotovoltaico in oggetto ricade all'interno dell'area del settore 3 ad una distanza di circa 2300m dal Settore 1 ma non intercetta tale settore in quanto lo stesso è posto ad una quota inferiore rispetto alla quota della pista dell'aeroporto. L'impianto ricade inoltre all'interno dell'area del Settore 4, ma anche in questo caso non intercetta il suddetto settore in quanto localizzato ad una quota inferiore rispetto alla quota della pista.

L'impianto in oggetto, sebbene non intersechi i suddetti settori è ubicato a una distanza inferiore a 6 Km dall'ARP (Airport Reference Point), pertanto nel caso specifico, essendo di tipo riflettente e avendo una superficie superiore a 500mq, risulta necessario procedere alla procedura di iter valutativo dell'ENAC al fine di verificare l'assenza di potenziali ostacoli e pericoli per la navigazione e di fenomeni di riflessione e/o di abbagliamento ai piloti e operatori del traffico aereo.

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

Il fenomeno dell'abbagliamento generato da moduli fotovoltaici nelle ore diurne risulta direttamente connesso ai diversi aspetti legati alla loro tecnologia, struttura e orientazione, nonché al movimento apparente del disco solare nella volta celeste e alle leggi fisiche che regolano la diffusione della luce nell'atmosfera. La causa della rotazione del globo terrestre attorno al proprio asse e la contemporanea rivoluzione attorno al sole, nell'arco della giornata il disco solare sorge ad est e tramonta ad ovest. Tale condizione è in realtà variabile nei diversi periodi dell'anno. 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).

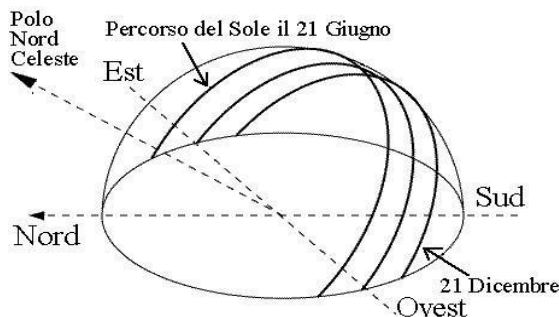


Figura 3.1: Movimento apparente del disco solare per un osservatore situato ad una latitudine nord attorno ai 45°. Per tutte le località situate tra il Tropico del Cancro e il Polo Nord Geografico il disco solare non raggiunge mai lo zenit.

Rispetto ad un osservatore posto nel sito in esame, il sole assumerà diverse posizioni durante l'anno. Nella figura seguente sono riportate le diverse inclinazioni del sole su base oraria, dal 21 giugno al 21 dicembre.

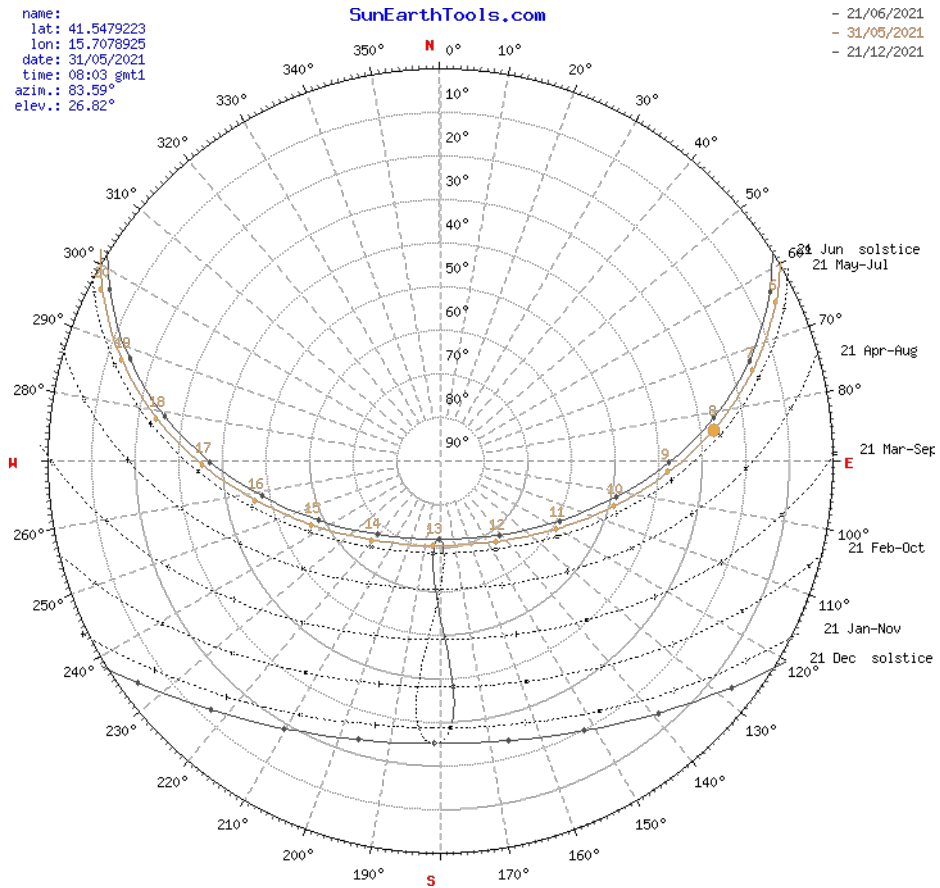


Figura 3.2: Diagramma polare solare

La verifica dell'abbagliamento è stata condotta mediante l'ausilio della utility "Glare Gauge - Forge Solar" che utilizza la tecnologia Solar Glare Hazard Analysis Tool sviluppata da Sandia National Laboratories, quale metodo di studio già adottato dal FAA statunitense. Il tool impiegato è in grado di simulare e verificare i fenomeni di abbagliamento dovuti all'esercizio di impianti fotovoltaici anche dotati di sistemi tracker monocasiali come per il caso in esame. Vengono così analizzate le riflessioni su superfici riflettenti, come nel caso di impianti fotovoltaici rispetto ai percorsi di volo e al punto di osservazione della torre di controllo, successivamente identificati nel calcolo in FP1, FP2 e OP1.

L'analisi è condotta verificando l'abbagliamento nei vari periodi dell'anno. Tale studio non tiene conto dell'eventuale impatto cumulativo con altre sorgenti di riflessione. Vengono pertanto simulate geometrie semplificate, quali impianto, sistema osservatore, permettendo la determinazione del rischio di abbagliamento.

Data la complessità del calcolo, sebbene caratterizzato da varie approssimazioni, il risultato tiene conto delle caratteristiche dell'occhio dell'osservatore, dell'angolo di visione e il tipico tempo di risposta dell'ammicciamento.

Il calcolo dell'output presuppone cieli sereni e soleggiati tutto l'anno.

Mediante il tool suddetto, si è proceduto rappresentare l'intera superficie riflettente identificando i vertici dell'area fotovoltaica che risulta pianeggiante.

Di seguito si riportano i risultati della analisi estratti dal portale Forge Solar



FORGESOLAR GLARE ANALYSIS

Project: **Impianto fotovoltaico San Marco in Lamis**

impianto fotovoltaico da 52,92MWp da realizzarsi nel comune di San MARco in Lamis in località "Posta d'Innanzi"

Site configuration: **San Marco in Lamis**

Analysis conducted by Montana Spa (segreteria@montanambiente.com) at 15:43 on 29 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)	N/A	No ATCT receptors designated

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

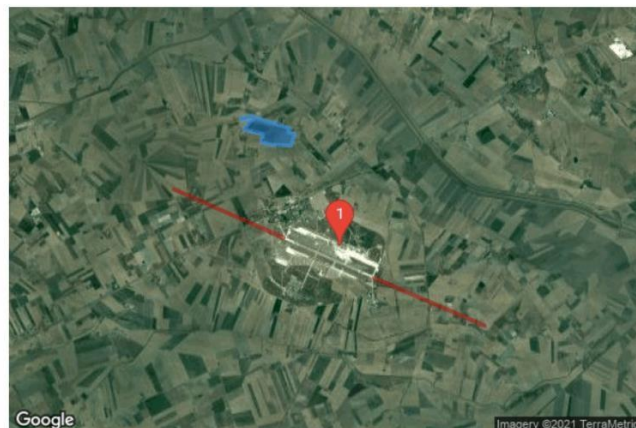
- Analysis time interval: 1 minute
- Ocular transmission coefficient: 0.5
- Pupil diameter: 0.002 meters
- Eye focal length: 0.017 meters
- Sun subtended angle: 9.3 milliradians

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/m²
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: 54125.9726



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 without AR coating
Reflectivity: Vary with sun
Slope error: correlate with material



Vertice	Latitudine(°)	Longitudine (°)	Quota (m) AMSL
1	41.573424	15.685789	42.62
2	41.572781	15.685445	41.58
3	41.573343	15.688256	40.93
4	41.573183	15.689050	40.28
5	41.573103	15.689415	40.59
6	41.572509	15.688256	40.31
7	41.570550	15.686390	40.40
8	41.569523	15.692569	38.81
9	41.567484	15.692097	37.13
10	41.567452	15.692720	36.99
11	41.567082	15.694114	36.65
12	41.566970	15.694930	36.51
13	41.566874	15.697118	35.16
14	41.566745	15.701667	31.12
15	41.569539	15.702826	38.40
16	41.569924	15.700938	38.28
17	41.570919	15.701367	37.76
18	41.573905	15.688686	41.79

Flight Path Receptor(s)

Name: FP 1
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 293.4°
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	41.534746	15.728433	54.94	15.24	70.18
Two-mile	41.523264	15.763922	32.61	206.25	238.86

Name: FP 2
Description:
Threshold height: 15 m
Direction: 114.0°
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	41.544447	15.699208	52.80	15.24	68.04
Two-mile	41.556198	15.663870	47.34	189.39	236.73

Discrete Observation Receptors

Name	ID	Latitude (°)	Longitude (°)	Elevation (m)	Height (m)
OP 1	1	41.542440	15.717415	56.95	40.00



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	-

Total annual glare received by each receptor

Receptor	Annual Green Glare (min)	Annual Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	0	0
OP 1	0	0

Results for: PV array 1

Receptor	Green Glare (min)	Yellow Glare (min)
FP 1	0	0
FP 2	0	0
OP 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: OP 1

0 minutes of yellow glare

0 minutes of green glare

Impianto fotovoltaico San Marco in Lamis

San Marco in Lamis

Aviation report

Open in editor

More

Client: Development S.r.l.

Created May 24, 2021

Updated May 29, 2021

Time-step 1 minute

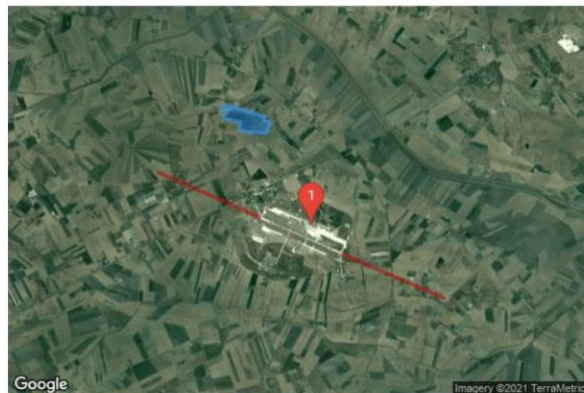
Timezone offset UTC+1

Site ID 54125.9726

Project type **Advanced**

Project status: active

Category 10 MW to 100 MW



Glare Analysis Summary

PV Array Results

Summary of Results

No glare predicted!

PV Name	Tilt deg	Orientation deg	"Green" Glare min	"Yellow" Glare min	Energy Produced kWh
PV array 1	SA tracking	SA tracking	0	0	-

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/ for assumptions and limitations not listed here.

4. CONCLUSIONI

Dai risultati ottenuti attraverso il tool "Glare Gauge-Forge Solar" che utilizza la tecnologia Solar Glare Hazard Analysis Tool sviluppata da Sandia National Laboratories, emerge che l'opera in oggetto per la sua dimensione, caratteristica e posizione, non genererà fenomeni di abbagliamento e disturbo dei piloti e operatori interessati dal traffico aereo di cui all'Aeroporto Militare di Amendola.