



**UNIVERSITÀ
DEGLI STUDI
DI PADOVA**

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA

Dipartimento di Ingegneria Industriale DII

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica

Impianti Fotovoltaici in Ambiente Aeroportuale: Quadro Normativo, Limiti e Potenzialità per la Transizione Energetica

Relatrice

Prof.ssa Anna Stoppato

Correlatore

Ing. Filippo Bittante

Studente

Alessandro Michieletto
2027752

Anno Accademico 2022/2023

Ringraziamenti

Vorrei ringraziare l'azienda Sinergo S.p.A per avermi offerto l'opportunità di svolgere lo stage e di completare la mia tesi all'interno del vostro studio di progettazione. Un ringraziamento anche all'azienda Sims Industries per avermi fornito il software ForgeSolar, rendendo possibile un approfondimento più efficace dell'argomento trattato.

Ringrazio, inoltre, i docenti del corso di laurea in Ingegneria Energetica dell'Università di Padova che mi hanno accompagnato durante questo percorso, in particolare la Prof.ssa Anna Stoppato per la fiducia e il supporto fornitomi nel lavoro di tesi.

Nella vita non bisogna avere alcun pregiudizio, eccetto uno e inalienabile – Il pregiudizio che tutto ciò che sappiamo e che par vero, può esser falso.

A. Murri

Abstract

A causa degli effetti sempre più devastanti del cambiamento climatico, i problemi legati all'ambiente stanno raggiungendo livelli estremamente gravi. Questa situazione sta spingendo le nazioni di tutto il mondo a prendere coscienza dei pericoli e a implementare un piano di azione condiviso per affrontare le radici del cambiamento climatico. Tra le varie strategie messe in atto quella che senz'altro rappresenta la più promettente è lo sviluppo delle energie rinnovabili. Sostenere lo sviluppo delle rinnovabili offre la duplice opportunità di contribuire al progresso e di correggere contestualmente gli effetti dannosi della produzione energetica da fonti tradizionali. Per questo motivo è di estrema importanza studiare l'importanza di tali tecnologie per minimizzare le emissioni carboniche in atmosfera. L'Italia presenta attualmente una produzione di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili pari a 36% (Terna, 2022) rispetto ai 283,9 TWh di energia elettrica totale prodotta, nonostante ciò, il risultato ottenuto finora non è sufficiente per evitare i danni del cambiamento climatico. Sarà dunque essenziale intensificare ulteriormente l'adozione di fonti di energia rinnovabile. Tra tutte le tecnologie rinnovabili quella più promettente risulta essere *il fotovoltaico*; nel corso degli anni questa tecnologia ha raggiunto risultati eccezionali in termini di produzione, contribuendo alla sua diffusione e diventando l'alternativa più familiare alle fonti fossili. Negli ultimi anni l'interesse da parte degli enti aeroportuali verso gli impianti fotovoltaici è cresciuto, in parte perché è un modo per ridurre i costi energetici e in parte per dimostrare responsabilità ambientale. L'energia solare è una fonte di energia rinnovabile che contribuisce agli obiettivi nazionali di sostenibilità, indipendenza energetica e miglioramento della qualità dell'aria. È particolarmente adatta agli aeroporti grazie allo spazio disponibile, alle ampie aree non ombreggiate e alla notevole domanda di energia dei terminal e delle strutture aeroportuali. Risulta quindi cruciale capire come questo tipo di manufatti interagiscano con il delicato ambiente nel quale sono installati, cercando di capire quali circostanze li rendano inadeguati e in quali casi siano compatibili. Si discuteranno i problemi legati all'abbagliamento, principale ostacolo alla diffusione di questa tecnologia negli aeroporti, e alle soluzioni per mitigarli. Saranno inoltre analizzati gli altri principali rischi che devono essere tenuti in considerazione nella progettazione di impianti di questo tipo. Sarà inoltre introdotto un modello MatLab per il calcolo della configurazione ottimale dei moduli in termini di angoli di Tilt e Azimut, inserendo come dati di input solamente la posizione geografica del sito di installazione e le dimensioni del campo dedicato all'impianto. Il risultato sarà una tabella descrittiva della producibilità del campo per tutte le configurazioni di tilt e azimut. Si vuol così fornire uno strumento di rapida consultazione per determinare in fase preliminare di progetto quale sia la disposizione migliore dei moduli, scartando gli orientamenti proibiti a causa dei vincoli dati dal delicato sito in cui verranno installati; in particolare il più stringente è quello legato all'abbagliamento che, come sarà discusso in seguito, precluderà molte configurazioni.

Indice

Il contesto politico internazionale	8
1.1 La situazione attuale e prospettive globali	9
1.2 La situazione italiana	15
1.2.1 Il contributo FER in Italia: Produzione elettrica	17
1.3 Il PNIEC	19
1.3.1 Il settore elettrico	22
1.4 Il PNRR	25
1.4.1 Decreto-Legge 13/2023 (c.d. "PNRR Ter")	29
1.5 Scenari Europei e Italiani (SNAM-TERNA)	30
1.5.1 Scenari italiani	31
1.6 Obiettivi riduzione CO ₂	35
Italia	35
Analisi degli impianti fotovoltaici negli aeroporti	37
2.1 Panoramica dei sistemi fotovoltaici in ambiente aeroportuale	37
2.2 Opportunità associate all'implementazione di un parco fotovoltaico in un aeroporto	42
2.3 Analisi delle sfide tecniche e i rischi legati a tali installazioni.....	51
2.4 L'abbagliamento come principale problema	60
L'energia solare.....	67
3.1 La posizione del sole.....	70
3.2 Coordinate solari	72
3.3 Effetti dell'atmosfera	80
3.3.1 Air mass	84
3.3.2 Clearness index.....	87
3.3.3 Componenti della radiazione solare.....	89
3.4 Modelli di radiazione solare	91
3.4.1 Radiazione Diretta	93
3.4.2 Radiazione Riflessa	94
3.4.2 Radiazione diffusa	97
3.5 Modelli di Trasposizione.....	98
Il programma di calcolo	104

4.1 Scopo del codice.....	104
4.2 Il codice MatLab	105
4.2.1 Funzione “calcolo_irr_medie”	108
4.2.3 Funzione “Angsol”	110
4.2.4 Funzione “Calcnum”	111
4.3 Funzioni di Trasposizione	114
Esempio di calcolo.....	117
5.1 Il software ForgeSolar.....	126
5.1.1 Determinazione dei punti significativi di analisi.....	128
Aeroporto di Cuneo – Levaldigi – “Aeroporto Langhe e Alpi del Mare”	130
Analisi	131
Conclusioni	154
Bibliografia	156

Capitolo 1

Il contesto politico internazionale

La comunità scientifica ha iniziato a porre la questione del cambiamento climatico già nel XIX secolo, quest'ultima è diventata una preoccupazione più diffusa e un argomento di ricerca sempre più importante a partire dalla metà del XX secolo. Negli anni '50 e '60, gli scienziati hanno iniziato a studiare i cambiamenti climatici a lungo termine e il ruolo delle attività umane nell'alterazione del clima. Nel 1957 il chimico Charles David Keeling ha avviato le misurazioni dell'anidride carbonica nell'atmosfera presso la stazione di Mauna Loa nelle Hawaii, creando il famoso "Grafico di Keeling", che ha mostrato un aumento costante dei livelli di CO₂ atmosferica a causa delle attività umane, in particolare l'utilizzo di combustibili fossili.

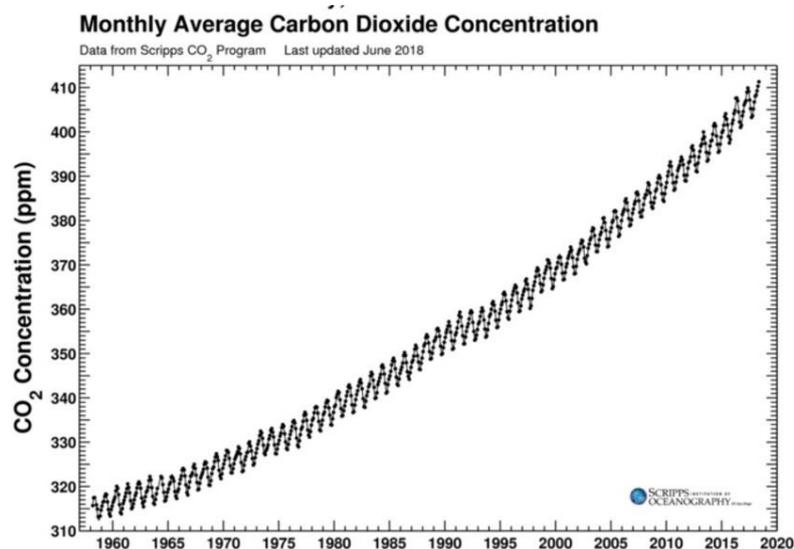


Figura 1: Curva di Keeling

Fonte: National Geographic

Nel 1988, l'Organizzazione delle Nazioni Unite ha istituito il Panel Intergovernativo sui Cambiamenti Climatici (IPCC), che ha svolto un ruolo fondamentale nel raccogliere dati scientifici, condurre ricerche e pubblicare valutazioni periodiche sul cambiamento climatico. L'IPCC ha svolto un ruolo chiave nel mettere in luce il problema del cambiamento climatico a livello internazionale e nel sensibilizzare l'opinione pubblica e i governi.

A seguito di ciò le fonti rinnovabili hanno guadagnato un ruolo sempre più centrale nella discussione poiché rappresentano una tecnologia chiave per raggiungere gli obiettivi ecologici, sociali ed economici stabiliti da ciascun trattato internazionale. Le centrali elettriche fotovoltaiche in aree aeroportuali rappresentano un esempio concreto di come si stia cercando di bilanciare le esigenze energetiche umane con il rispetto dell'ambiente, in altre parole, perseguendo il concetto di "sviluppo sostenibile". Queste centrali sfruttano terreni in ambienti altamente antropizzati senza contribuire al già alto consumo di suolo, evitando così di impattare ulteriormente sull'ecosistema naturale.

1.1 La situazione attuale e prospettive globali

Il cambiamento climatico non è un problema nuovo, era già noto nel 1908 quando il famoso scienziato Arrhenius scrisse: "L'enorme combustione del carbone da parte delle strutture industriali è sufficiente ad aumentare la percentuale di biossido di carbonio nell'aria in modo percettibile [...] il raddoppio della percentuale di biossido di carbonio nell'aria aumenterebbe la temperatura della superficie terrestre di 4°C; e se il biossido di carbonio fosse aumentato di quattro volte, la temperatura salirebbe di 8°C. Oggi studi professionali e modelli analitici dimostrano in modo inequivocabile come il cambiamento climatico non sia più evitabile, ma che ci saranno ulteriori cambiamenti. La temperatura media di tutto il pianeta è aumentata di circa 1,1°C dal 1880, con picchi dannosi in aree come il Polo Nord, dove la variazione della temperatura nell'ultimo secolo ha segnato un +5°C. L'incremento della temperatura sta accelerando le trasformazioni dell'ecosistema, come il disgelo dei ghiacci, l'innalzamento e l'acidificazione degli oceani, la perdita di biodiversità, la desertificazione e la resa sempre più frequente e acuta degli eventi meteorologici estremi. Pertanto, l'interesse crescente per il cambiamento climatico non è dovuto a una scoperta tardiva della questione, ma a un fenomeno che sta aumentando sempre più rapidamente rispetto alle aspettative. Quindi, dato che la relazione tra l'aumento della temperatura media terrestre e l'attività umana è ben nota, nel 1988 i rappresentanti della comunità internazionale hanno iniziato organizzare conferenze per delineare una linea strategica comune da perseguire.

Dall'adesione al Protocollo di Kyoto, l'Unione europea e i suoi Stati membri si sono impegnati in un percorso volto a combattere i cambiamenti climatici attraverso l'attuazione di politiche e misure sia a livello comunitario che nazionale per ridurre le emissioni di carbonio nell'economia. Questo impegno è stato rafforzato durante la XXI Conferenza delle Parti della Convenzione Quadro delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici, tenutasi a Parigi nel 2015.

L'Accordo di Parigi stabilisce l'importanza di limitare l'aumento della temperatura media globale a molto al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali e di perseguire sforzi per limitare l'aumento a 1.5°C. Questo accordo è stato ratificato da 196 parti durante la Conferenza delle Nazioni Unite sui Cambiamenti Climatici (COP21) ed è entrato in vigore il 4 novembre 2016. L'Italia ha ratificato l'Accordo di Parigi tramite la legge 4 novembre 2016, n. 204, che è entrata in vigore l'11 dicembre 2016.

In conformità con l'Accordo di Parigi, ciascun paese deve presentare il proprio "Contributo Determinato a livello Nazionale" (NDC- Nationally Determined Contribution) e impegnarsi a implementare politiche e misure per raggiungere gli obiettivi stabiliti nel proprio NDC. Ogni contributo nazionale successivo deve rappresentare un passo avanti in termini di ambizione rispetto al contributo precedente, contribuendo così a un costante aumento dell'ambizione globale per raggiungere l'obiettivo comune di contenere il cambiamento climatico.

Le emissioni di gas serra legate all'energia rappresentano la maggior parte di tutte le emissioni di origine antropica, circa il 70% negli Stati Uniti e nell'Unione Europea. Solo il 20% del consumo finale di energia è sotto forma di elettricità, ma la produzione di elettricità è responsabile per oltre il 40% di tutte le emissioni legate all'energia. Il settore dei trasporti incide per circa il 16% nelle emissioni globali, dovuto principalmente per la combustione del carburante nei motori endotermici; tuttavia, in previsione di una completa elettrificazione queste emissioni si ridurrebbero notevolmente nella prospettiva di una produzione elettrica rinnovabile [2].

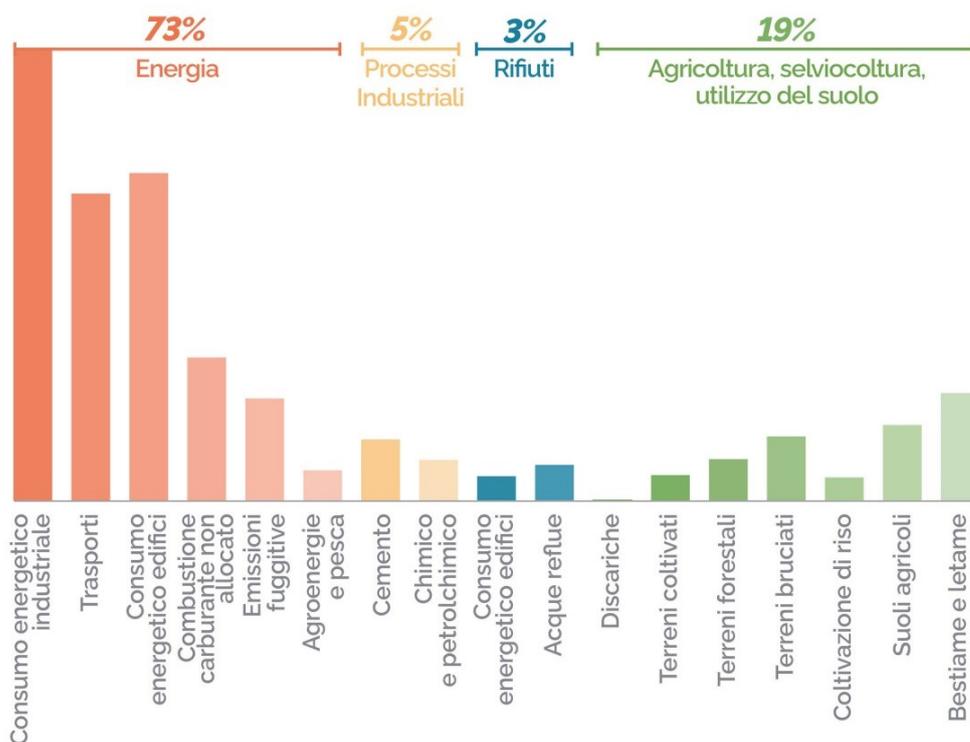


Figura 2: Emissioni GHG per settore

Fonte: ISPI (WRI)

Le emissioni mondiali di anidride carbonica derivanti dalla combustione di idrocarburi fossili ammontano a circa 34 miliardi di tonnellate all'anno di cui circa il 45% proviene dal carbone, circa il 35% dal petrolio e circa il 20% dal gas.

Per quanto riguarda la generazione elettrica nel mondo il principale emettitore risulta essere ancora il carbone. Dal grafico in *fig. 3* si può apprezzare la Life-Cycle emission per kWh elettrico prodotto, notando la discrepanza tra le tecnologie tradizionali e le rinnovabili, le cui emissioni sono da imputare principalmente ai processi di costruzioni e dismissione.

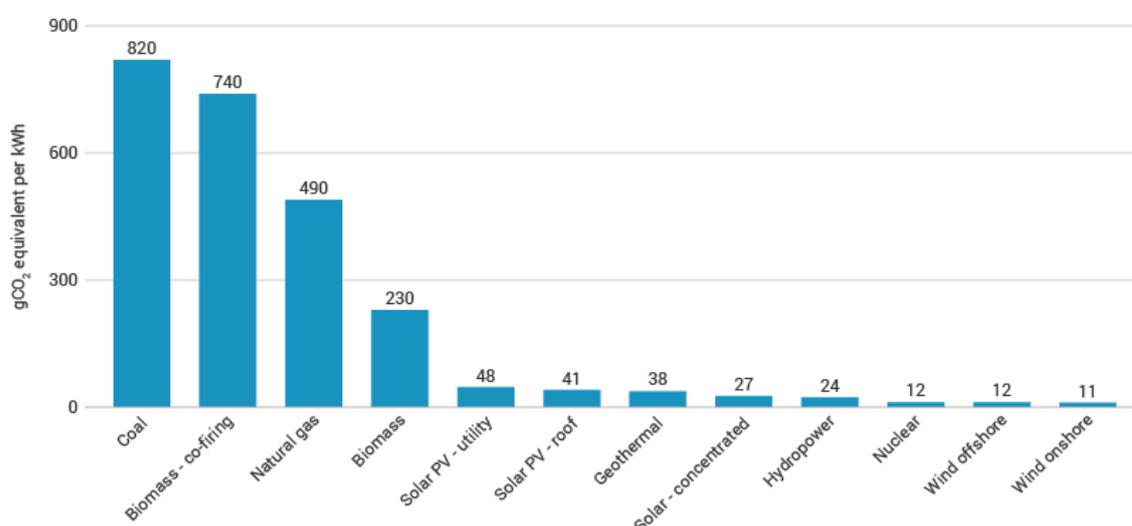


Figura 3: Emissioni medie di CO₂eq nel ciclo di vita per kWh prodotto

Fonte: IPCC

Vanno inoltre analizzate le emissioni storiche (*Fig. 4*) rispetto a quelle attuali in quanto sono un fattore estremamente rilevante nei negoziati internazionali sul clima per la discussione sulla ripartizione delle responsabilità per la mitigazione del cambiamento climatico e dei costi ad essa associati tra i vari paesi. Le economie in via di sviluppo, come l'India e la Cina, si trovano in una posizione difficile nel dover ridurre le loro emissioni durante una fase di crescita industriale intensa, avendo contribuito molto meno alle emissioni totali nel corso del tempo rispetto alle economie avanzate che hanno raggiunto la maturità industriale da decenni. Pertanto, questi paesi richiedono di poter sostenere lo stesso percorso di crescita economica di cui hanno potuto godere gli alti paesi già sviluppati per poi giungere a una transizione verso fonti energetiche più sostenibili.

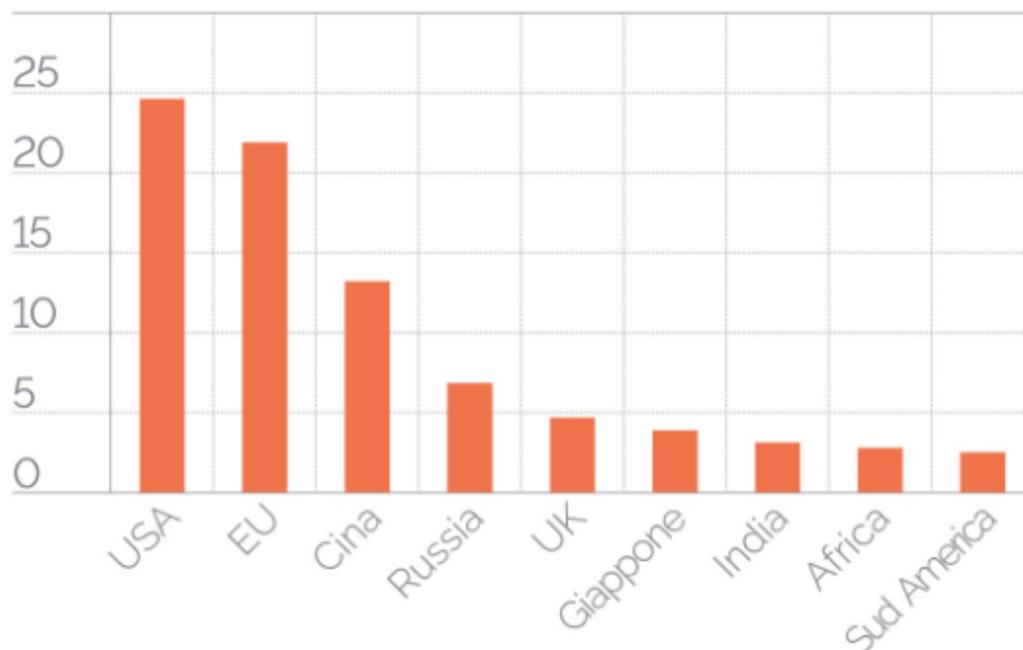


Figura 3: Quota delle emissioni globali cumulative di CO₂ tra il 1750 e il 2019

Fonte: OWID

Nonostante oggi siano proprio i paesi in via di sviluppo i maggiori emettitori di CO₂ non sarebbe giusto precludere loro il raggiungimento degli standard di vita dei paesi sviluppati, si può però incentivarli ad adottare tecnologie moderne a basse emissioni in modo da farli giungere a uno sviluppo economico più repentino, in considerazione della teoria di Kuznets; è una teoria che ipotizza una relazione tra diversi indicatori ambientali e il reddito pro-capite. Nelle prime fasi della crescita economica si verifica un aumento delle emissioni inquinanti e una diminuzione della qualità dell'ambiente, ma al superamento di un certo livello di reddito pro-capite (che varia a seconda degli indicatori ambientali considerati), la tendenza si inverte. In altre parole, a livelli elevati di reddito pro-capite, la crescita economica porta a un miglioramento dell'ambiente. Questo suggerisce che gli impatti ambientali o le emissioni pro-capite seguono una curva a forma di U rovesciata rispetto al reddito pro-capite. (fig. 4)

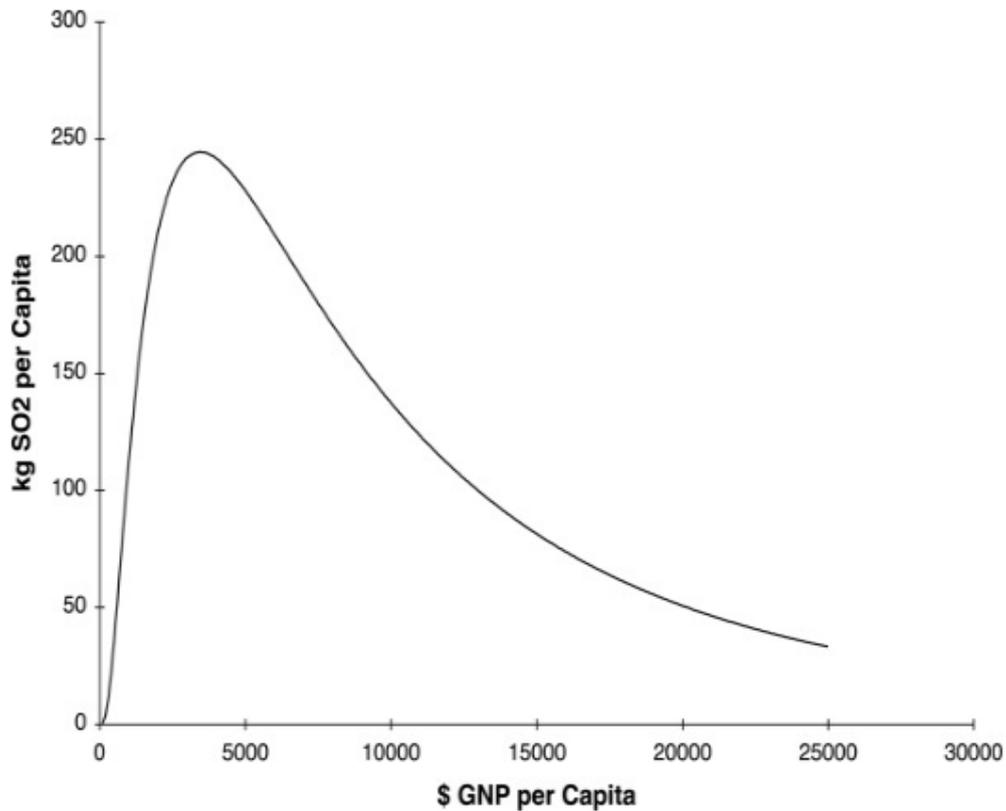


Figura 5: Curva di Kuznet

I paesi del G20, rappresentando oltre l'80% del prodotto interno lordo (GDP) globale, comprendendo circa i due terzi della popolazione mondiale e contribuendo con quasi l'80% delle emissioni di gas serra, hanno la capacità e la responsabilità di svolgere un ruolo di primo piano nella limitazione dell'aumento della temperatura globale a 1,5°C. Tuttavia, molti studi indicano che gli impegni di riduzione delle emissioni che questi paesi hanno presentato come parte degli accordi di Parigi non sarebbero sufficienti per raggiungere questo obiettivo, ma invece porterebbero a un aumento della temperatura globale di 2,4°C. Anche tenendo conto degli annunci fatti in previsione della COP26, sembra che si rimarrebbe al di sopra della soglia critica di 2°C [3].

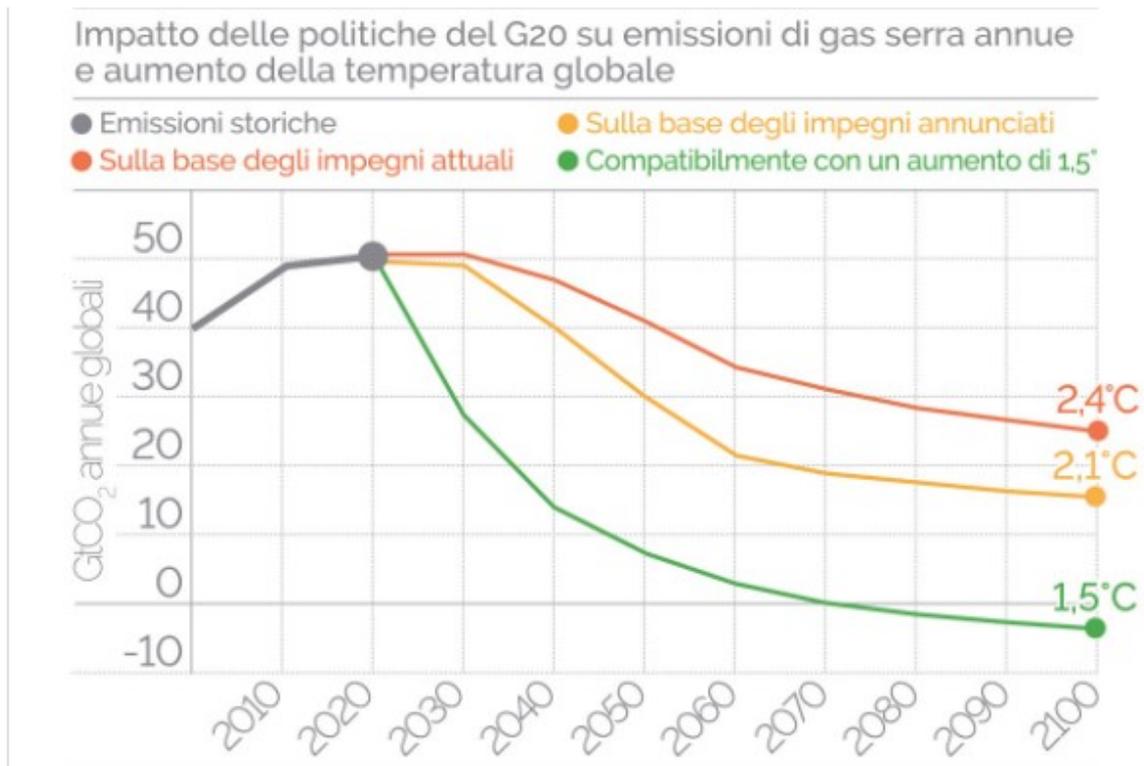


Figura 6: Andamento delle emissioni globali nei tre scenari

Fonte: ISPI (WRI)

Oltre le considerazioni di carattere economico, un parametro riassuntivo e spesso trascurato che caratterizza le diverse tecnologie di generazione elettrica è il Death rates per kWh prodotto (Fig. 7), considerando gli impatti sulla salute umana sia quelli dovuti agli incidenti, ad esempio quelli durante le fasi di estrazione mineraria, sia quelli dovuti all'inquinamento e alle emissioni di gas climalteranti. L'indice è valutato lungo tutto il ciclo di vita delle tecnologie tenendo in considerazione tutte le attività necessarie al loro funzionamento. Risulta evidente come le rinnovabili, in particolare il fotovoltaico, risultino ampiamente le più sicure sotto il punto di vista della tutela della salute.

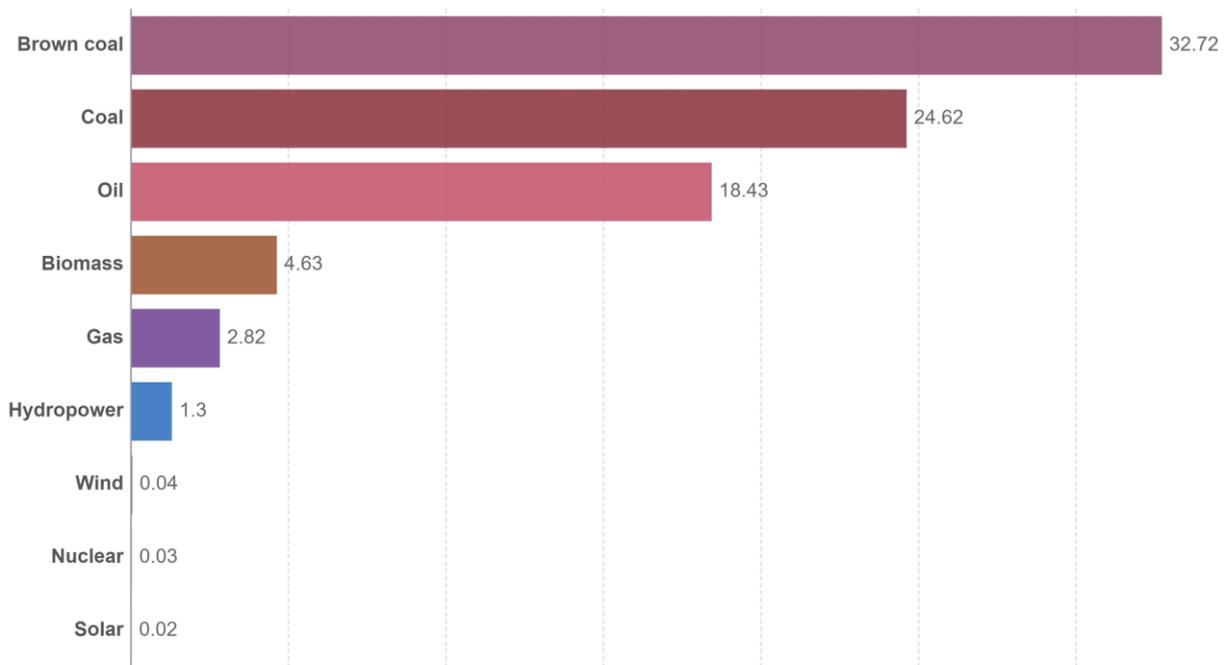


Figura 7: Tasso di mortalità per unità di energia elettrica prodotta[TWh]

Fonte: OWD & Sovacool et al. (2016)

1.2 La situazione italiana

L'Italia è stata fortemente danneggiata dalla pandemia di Covid-19 poiché è stata il primo paese dell'UE ad aver imposto un lockdown generalizzato. La pandemia ha esacerbato molte delle preesistenti sfide economiche, sociali e ambientali, in quanto il paese era sotto questi profili già fragile. Tra il 1999 e il 2019, il PIL in Italia è cresciuto complessivamente del 8%, mentre nello stesso periodo in Germania, Francia e Spagna l'incremento è stato rispettivamente del 30%, 32% e 43% (PNRR, 2022).

Tra le cause del trend della produttività vi è l'incapacità di cogliere le molte opportunità legate alla rivoluzione digitale. La classe lavoratrice italiana è principalmente concentrata in piccole e medie imprese, che spesso sono state lente nell'adozione delle nuove tecnologie e nell'orientarsi verso prodotti a valore aggiunto più elevato. Queste carenze hanno portato a una diminuzione degli investimenti pubblici e privati, rallentando i necessari processi di modernizzazione e dello sviluppo tecnologico. Negli ultimi 20 anni, gli investimenti totali in Italia sono cresciuti solo circa la metà della media dell'area euro. In dettaglio, mentre la quota degli investimenti privati è aumentata, quella degli investimenti pubblici è diminuita, nonostante le barriere all'ingresso sul mercato rimangono elevate in diversi settori [4].

Da un punto di vista ambientale, l'Italia è particolarmente vulnerabile ai cambiamenti climatici: l'incremento delle ondate di calore e delle siccità sono gli eventi estremi più probabili. Le aree più soggette sono le città costiere, i delta e le pianure alluvionali, che sono anche suscettibili agli effetti di intense precipitazioni e all'innalzamento del livello del mare. Queste zone sono anche molto popolate; infatti, secondo le stime dell'Istituto Superiore per la Protezione e la Ricerca Ambientale (Ispra), nel 2017 il 13% della popolazione viveva in aree classificate ad alto rischio di frane o alluvioni.

Per quanto riguarda le emissioni pro capite di gas che alterano il clima in Italia, dopo una netta diminuzione tra il 2008 e il 2014, il valore è rimasto sostanzialmente invariato fino al 2019, è diminuito durante i lockdown generalizzati e successivamente ha ripreso il trend precedente.

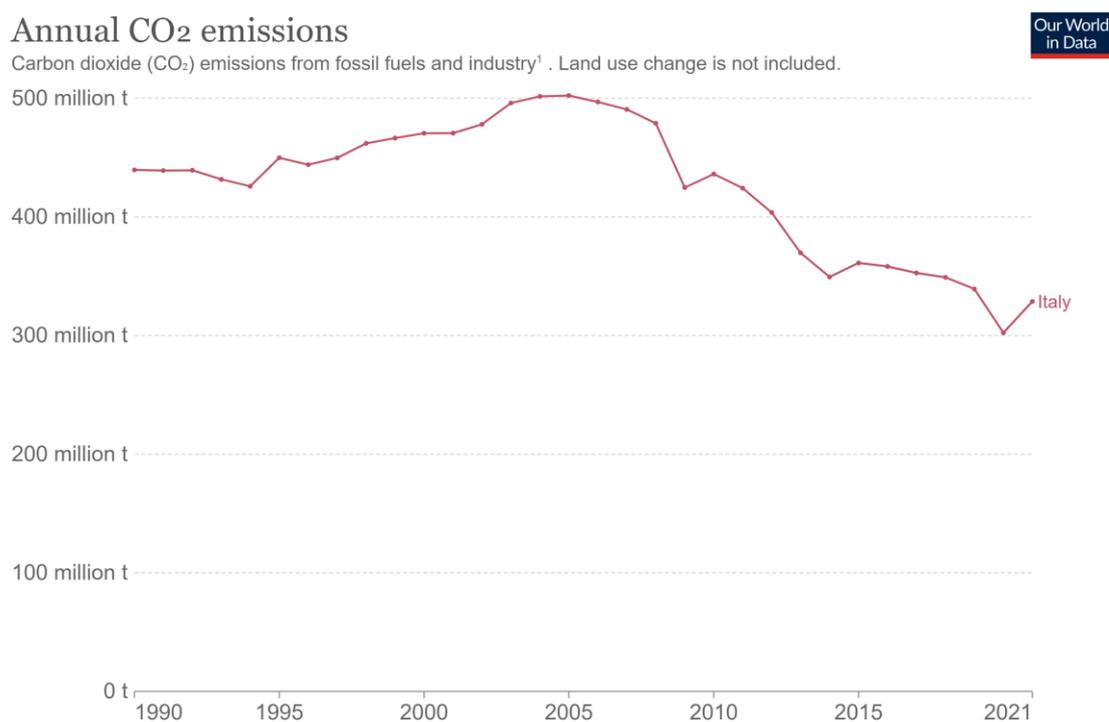


Figura 8: Emissioni annuali di CO₂

Fonte: OWD

1.2.1 Il contributo FER in Italia: Produzione elettrica

Alla fine del 2021, la potenza efficiente lorda dei circa 1.030.000 impianti a fonti rinnovabili installati in Italia era pari a 58,0 GW. Questo rappresenta un incremento del 2,5% rispetto al 2020, principalmente attribuibile alle nuove installazioni di impianti fotovoltaici ed eolici, rispettivamente di 944 MW e 383 MW.

La produzione lorda di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili nel 2021 ammonta 118,7 TWh (circa 10,2 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio), registrando rappresentando il 36,0% del Consumo Interno Lordo di energia elettrica.

Rispetto al 2020, si osserva un aumento della produzione nei settori fotovoltaico (+0,4%) ed eolico (+11,5%), mentre altre fonti rinnovabili mostrano una diminuzione della produzione.

Infine, nel 2021, la fonte energetica rinnovabile che contribuisce maggiormente alla produzione complessiva di energia elettrica da fonti energetiche rinnovabili è quella idroelettrica, seguita dal solare fotovoltaico (24%).

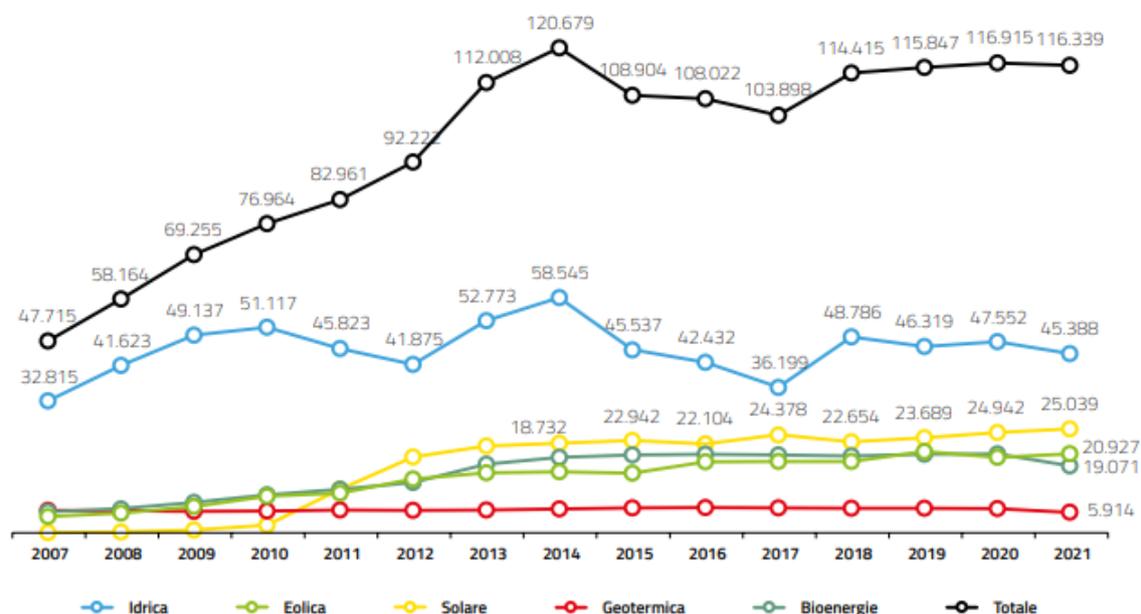


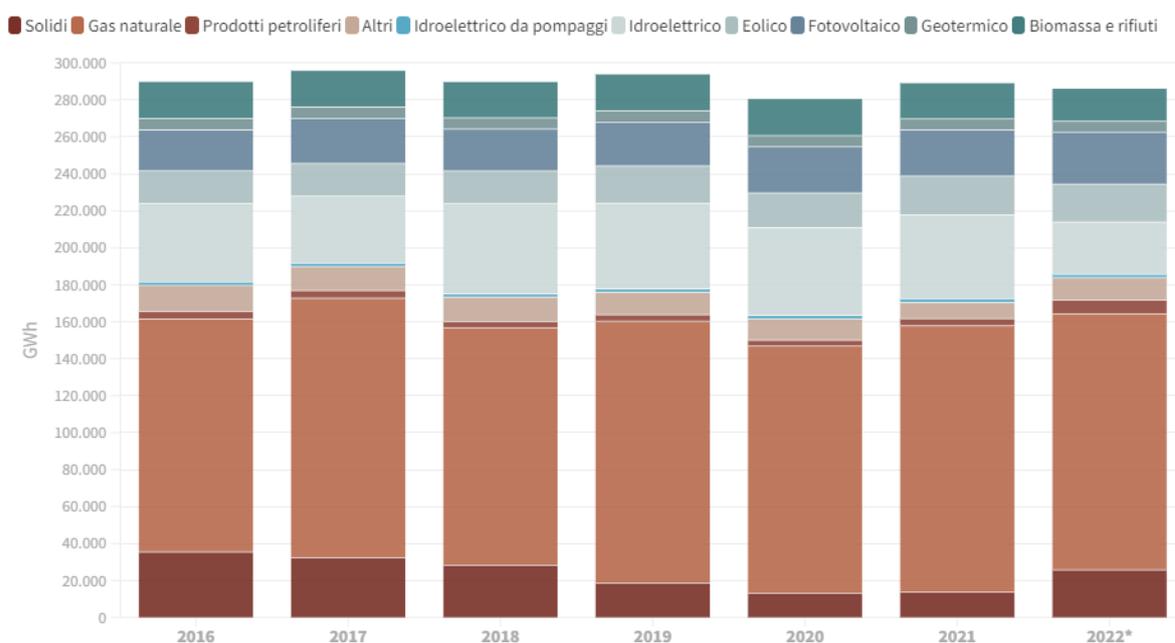
Figura 9: Evoluzione della produzione da fonti rinnovabili, Italia

Fonte: Terna, GSE

Nel 2021, la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili ha registrato una leggera diminuzione rispetto al 2020 (-0,5%). Questa diminuzione è principalmente attribuibile alle produzioni idroelettriche e alle bioenergie, entrambe in calo. Tuttavia, la produzione eolica è aumentata dell'11,5% rispetto al 2020, grazie alle condizioni di vento favorevoli che hanno caratterizzato il 2021.

La performance degli impianti solari è rimasta pressoché invariata nel 2021, con una produzione di 25.039 GWh di energia, registrando una variazione positiva del +0,4% rispetto al 2020 [5].

Analizzando l'intero settore, si vede come il mix energetico italiano sia ancora governato dalle risorse fossili.



Fonte: Terna

Figura 10: Produzione lorda di energia elettrica per fonte, Italia

Fonte: Terna

In ottemperanza alle direttive del Green Deal europeo sulla riduzione dei gas serra (GHG) del 55% entro il 2030 e sulla neutralità climatica entro il 2050, l'Italia ha adottato due piani strategici: il PNIEC e il PNRR:

PNIEC (Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima): Questo piano rappresenta l'approccio dell'Italia per raggiungere gli obiettivi climatici dell'Unione Europea. Si concentra sulla riduzione delle emissioni di gas serra, sull'efficienza energetica e sulla *promozione delle fonti di energia rinnovabile*. Il PNIEC stabilisce le misure e le azioni specifiche che l'Italia intende intraprendere per contribuire alla transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio.

PNRR (Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza): Questo piano è stato sviluppato in risposta alla crisi economica causata dalla pandemia di Covid-19 e mira a promuovere la ripresa economica dell'Italia tenendo conto degli obiettivi climatici e ambientali. Il PNRR prevede investimenti in vari settori, inclusi quelli legati all'ambiente, all'energia e alla sostenibilità, con l'obiettivo di contribuire alla modernizzazione dell'economia italiana e alla sua trasformazione in una economia più verde e resiliente.

Entrambi questi piani giocano un ruolo cruciale nel guidare l'Italia verso un futuro più sostenibile dal punto di vista climatico e ambientale, in linea con gli obiettivi dell'Unione Europea.

1.3 Il PNIEC

Il PNIEC, acronimo di "Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima," è stato adottato nel dicembre 2019 ed è basato su tre elementi principali: il Prosumer, il Green Deal e l'Energy Union.

Prosumer: Questo termine è una combinazione delle parole "producer" (produttore) e "consumer" (consumatore). Indica una persona o un'azienda che non solo consuma energia ma produce anche energia, spesso attraverso fonti rinnovabili come pannelli solari o turbine eoliche. Il concetto di Prosumer sottolinea l'importanza dell'auto-produzione di energia e della partecipazione attiva degli individui o delle imprese nella produzione energetica.

Green Deal: Il Green Deal è un'iniziativa chiave dell'Unione Europea volta a rendere l'Europa climaticamente neutrale entro il 2050. Si tratta di un ambizioso piano per affrontare i cambiamenti climatici, promuovere la sostenibilità e la transizione verso un'economia a basse emissioni di carbonio [6].

Energy Union: L'Energy Union è un concetto che mira a creare un mercato dell'energia unificato e interconnesso all'interno dell'Unione Europea. Questo obiettivo include l'incremento dell'efficienza energetica, la diversificazione delle fonti energetiche e l'interconnessione delle reti energetiche tra i paesi membri per garantire una fornitura energetica stabile, sicura e sostenibile.

Il PNIEC è un documento importante nella definizione della politica del Paese per quanto riguarda l'energia e il clima. Il processo di riduzione delle emissioni di anidride carbonica comporta cambiamenti in tutti i settori economici della società. Società che sta mutando da un mondo in cui lo sviluppo e la prosperità erano strettamente determinati dall'uso dei combustibili fossili a un mondo in cui questo rapporto è stato a poco a poco abbandonato. Per i paesi più sviluppati ciò significa zero emissioni entro il 2050; il percorso è segnato da passaggi intermedi lungo l'obiettivo a lungo termine.

Il 4 luglio 2023 il MASE (Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica) ha rilasciato gli aggiornamenti al PNIEC datato 2019. L'aggiornamento si è reso necessario a seguito degli imprevedibili eventi che hanno mutato il contesto geopolitico; la pandemia COVID-19 e la drammatica invasione Russa dell'Ucraina. Il piano è stato adeguato ridefinendo priorità e possibilità degli stati membri, presentando in modo programmatico gli strumenti operativi per incentivare la sicurezza energetica e promuovere la tutela ambientale, mantenendo comunque accessibili i costi dell'energia. Si presenterà la necessità di affrontare i temi legati al trade off circa la compatibilità tra gli obiettivi energetici e climatici e la tutela del paesaggio, qualità dell'aria, salvaguardia dei suoli e del patrimonio naturale, e sarà necessario installare in maniera diffusa impianti e infrastrutture che potrebbero avere impatti ambientali non trascurabili e che vanno appunto tenuti in seria considerazione.

L'intera strategia per raggiungere gli obiettivi al 2030 è articolata su 5 pilastri fondamentali:

1. Decarbonizzazione
2. Efficienza energetica
3. Sicurezza energetica
4. Mercato interno
5. Ricerca e innovazione

I principali obiettivi al 2030 su emissioni e assorbimenti di gas serra, fonti energetiche rinnovabili (FER), efficienza sono sintetizzati nella tabella 1.

Le FER nei Consumi Finali Lordi di energia di devono passare dal 19% del 2021 al 40% nel 2030. In particolare, si nota come per rispettare gli obiettivi la quota di FER nei consumi finali lordi per il riscaldamento e raffreddamento debba passare 20% al 37%. Il piano prevede inoltre una riduzione delle emissioni di GHG, dal dato rilevato al 2021 equivalente al -47% fino al-62% per il 2030.

	unità di misura	Dato rilevato 2021	PNIEC 2023: Scenario di riferimento 2030	PNIEC 2023: Scenario di policy ¹ 2030	Obiettivi FF55 REPowerEU 2030
Emissioni e assorbimenti di gas serra					
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti gli impianti vincolati dalla normativa ETS	%	-47%	-55%	-62%	-62% ²
Riduzione dei GHG vs 2005 per tutti i settori non ETS	%	-17%	-28,6%	-35,3% / -37,1%	-43,7% ^{3,4}
Assorbimenti di CO ₂ LULUCF	MtCO ₂ eq	-27,5	-34,9	-34,9	-35,8 ³
Energie rinnovabili					
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia	%	19%	27%	40%	38,4% - 39%
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi di energia nei trasporti (criteri di calcolo RED 3)	%	8%	13%	31%	29% ⁵
Quota di energia da FER nei consumi finali lordi per riscaldamento e raffreddamento	%	20%	27%	37%	29,6% ³ - 39,1%
Quota di energia da FER nei consumi finali del settore elettrico	%	36%	49%	65%	non previsto
Quota di idrogeno da FER rispetto al totale dell'idrogeno usato nell'industria	%	0%	3%	42%	42% ³
Efficienza energetica					
Consumi di energia primaria	Mtep	145	130	122	112,2 (115 con flessibilità +2,5%)
Consumi di energia finale	Mtep	113	109	100	92,1 (94,4 con flessibilità +2,5%)
Risparmi annui nei consumi finali tramite regimi obbligatori di efficienza energetica	Mtep	1,4		73,4	73,4 ³

1. scenario costruito considerando le misure previste a giugno 2023, sarà aggiornato con la sottomissione del piano definitivo entro giugno 2024

2. vincolante solo per le emissioni complessive a livello di Unione europea

3. vincolante

4. vincolante non solo il 2030 ma tutto il percorso dal 2021 al 2030

5. vincolante per gli operatori economici

Tabella 1: Indicatori di scenario e obiettivi su energia e clima al 2030

Fonte: PNIEC

Si mira a raggiungere gli obiettivi di copertura FER sui consumi finali al 2030 con il pattern in figura 11, ponendo come traguardi intermedi il 27,5% nel 2025 e il 32,7% al 2027.

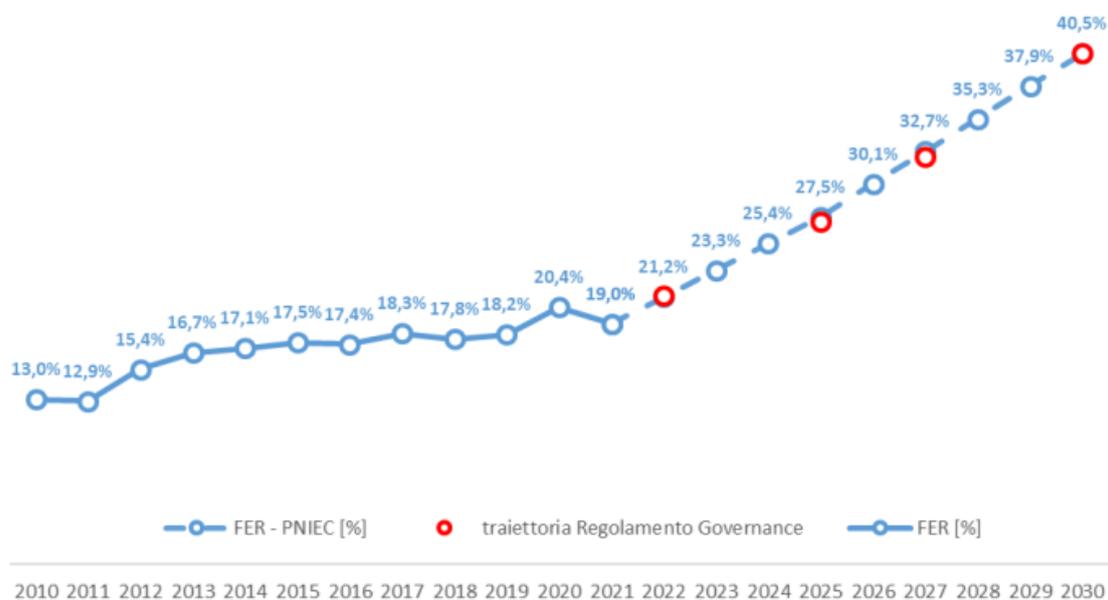


Figura 11: Traiettorie della quota FER complessiva (quota dei consumi finali lordi di energia coperta da rinnovabili)

Fonte: GSE

1.3.1 Il settore elettrico

Il parco di generazione elettrica dovrà subire una forte mutazione principalmente dovuto al phase-out della generazione da carbone al 2025; sarà infatti il settore elettrico a portare il maggior contributo alla crescita delle rinnovabili.

Le tecnologie utilizzate saranno quelle più mature, principalmente fotovoltaico ed eolico, così da coprire il 65% dei consumi finali elettrici, a fronte del 36% registrato nel 2021.

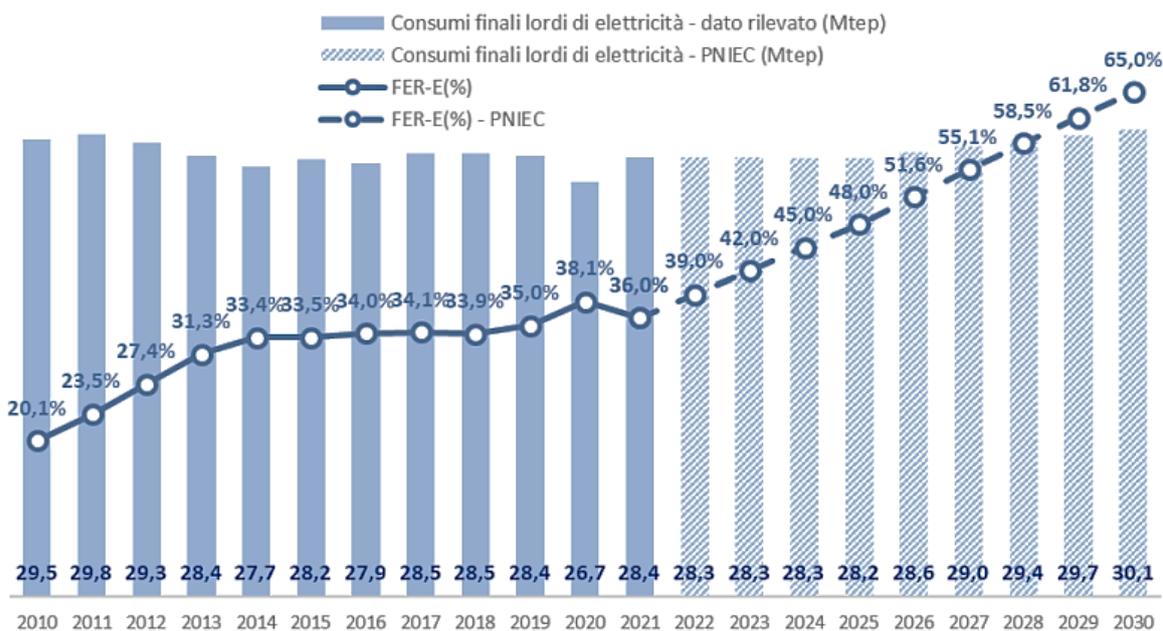


Figura 12: Traiettoria della quota FER elettrica

Fonte: GSE, RSE

Per il raggiungimento degli obiettivi rinnovabili al 2030 sarà necessaria l'installazione di 131 GW di FER, di cui 80 GW di fotovoltaico, con una produzione attesa per un totale di 227,7 TWh di cui 99,1 da fotovoltaico .

	2020	2021	2025	2030
Idrica*	19.106	19.172	19.172	19.172
Geotermica	817	817	954	1.000
Eolica	10.907	11.290	17.314	28.140
- di cui off shore	0	0	300	2.100
Bioenergie	4.106	4.106	3.777	3.052
Solare	21.650	22.594	44.848	79.921
- di cui a concentrazione	0	0	300	873
Totale	56.586	57.979	86.065	131.285

Tabella 2: Obiettivi di crescita della potenza da FER al 2030

Fonte: GSE

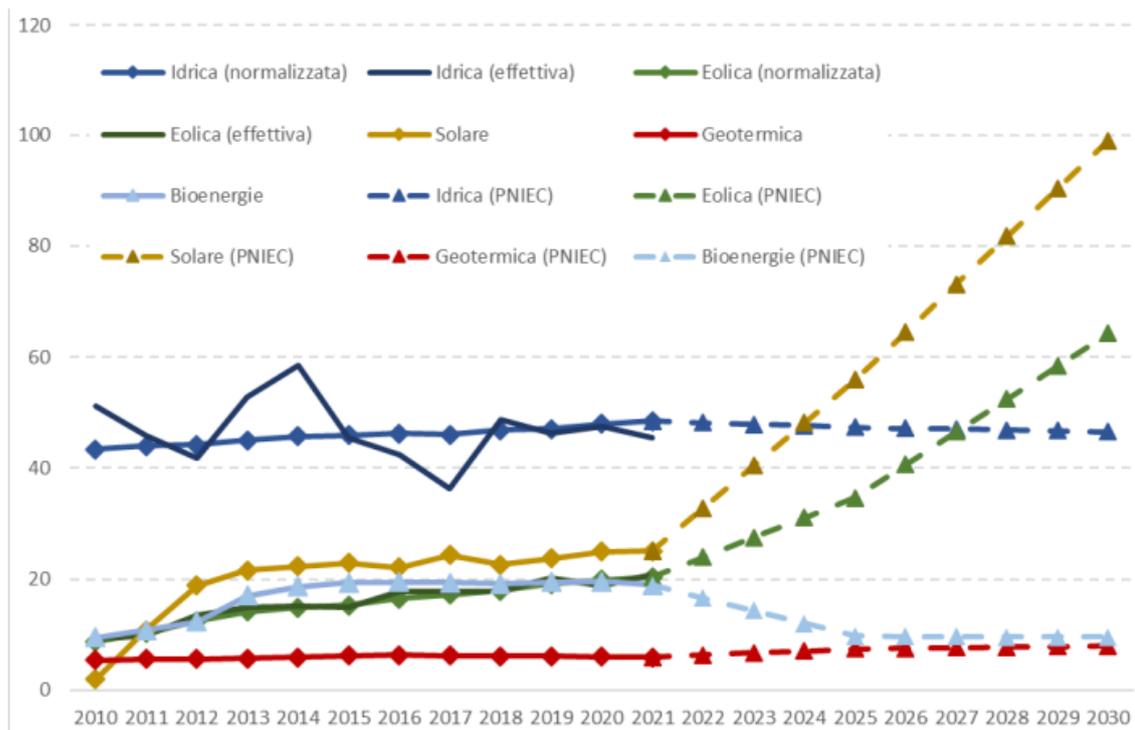


Figura 13: Traiettorie di crescita dell'energia elettrica da FER [TWh]

Fonte: GSE, RSE

Risulta evidente quindi come il fotovoltaico sia una tecnologia chiave per la transizione, in quanto si prevede che costituirà più del 60% della capacità FER con una produzione di quasi il 45% dell'energia elettrica rinnovabile.

Tra gli obiettivi del PNIEC non si annovera solo l'incentivo all'incremento del fotovoltaico, bensì si possono apprezzarne le prospettive di sviluppo attente all'ambiente e alla sua preservazione; si intende infatti minimizzare gli impatti di tale tecnologia costruendo gli impianti in aree già antropizzate, ad esempio promuovendone la diffusione su superfici già costruite o comunque non idonee ad altri usi in modo da raggiungere gli obiettivi al 2030 in modo sostenibile.

"[...] Si seguirà un approccio ispirato alla riduzione del consumo di territorio per indirizzare la diffusione della significativa capacità incrementale di fotovoltaico prevista per il 2030, promuovendone l'installazione innanzitutto su edificato, tettoie, parcheggi, aree di servizio, ecc. Rimane tuttavia importante per il raggiungimento degli obiettivi al 2030 la diffusione anche di grandi impianti fotovoltaici a terra, privilegiando però zone improduttive, non destinate ad altri usi, quali le superfici non utilizzabili a uso agricolo, anche attraverso il processo di identificazione delle aree idonee. In tale prospettiva andranno favorite le realizzazioni in aree marginali, siti contaminati, discariche e aree lungo il sistema infrastrutturale." Fonte: PNIEC 2023 pag. 76

1.4 Il PNRR

Il PNRR, acronimo di "Piano Nazionale di Ripresa e Resilienza", è un piano strategico adottato da ciascuno degli Stati membri dell'Unione Europea, inclusa l'Italia, per utilizzare i finanziamenti previsti dal Next Generation EU, un programma dell'Unione Europea creato in risposta alla crisi economica causata dalla pandemia di COVID-19. Il PNRR rappresenta un importante strumento per affrontare le sfide economiche e sociali derivanti dalla pandemia e per promuovere la ripresa economica e la resilienza a lungo termine.

Il PNRR definisce le priorità, le riforme e gli investimenti che ciascun paese membro intende attuare per modernizzare l'economia, migliorare la sostenibilità ambientale e promuovere la crescita economica. Inoltre, include misure specifiche per migliorare la resilienza delle società europee a futuri shock economici e crisi. In Italia è stato elaborato dal governo in collaborazione con la Commissione Europea ed è stato adottato nel 2021. Esso prevede una serie di progetti e investimenti in vari settori, tra cui l'innovazione, la digitalizzazione, l'ambiente, l'istruzione e la sanità, con l'obiettivo di contribuire alla ripresa economica del paese e promuovere una crescita sostenibile e inclusiva. La realizzazione di tali progetti è finanziata principalmente attraverso i fondi messi a disposizione dall'Unione Europea tramite il Next Generation EU [7].

La quantità di risorse messe in campo per rilanciare la crescita, gli investimenti e le riforme ammonta a 750 miliardi di euro, dei quali oltre la metà, 390 miliardi, è costituita da sovvenzioni. Risulta essere una grande opportunità per l'Italia in quanto il piano canalizza notevoli risorse verso quei paesi che, pur caratterizzati da livelli di reddito pro capite in linea con la media UE, hanno sofferto di bassa crescita economica ed elevata disoccupazione.

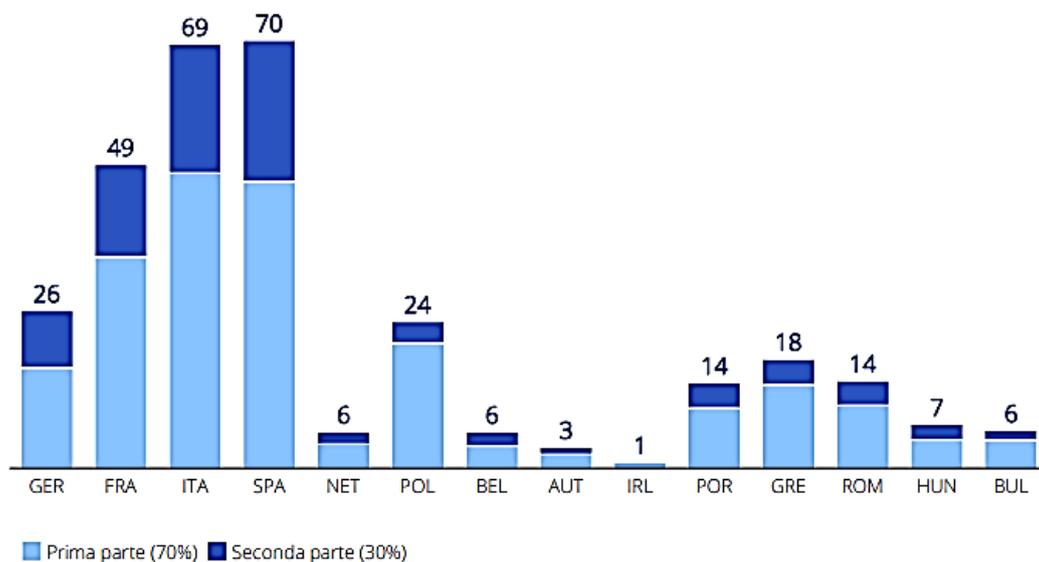


Figura 14: Allocazione sovvenzioni PNRR

Fonte: Commissione europea

Il piano intende promuovere una robusta ripresa economica con particolare attenzione alla transizione ecologica, in linea con l'European Green Deal e dal doppio obiettivo dell'Ue di raggiungere la neutralità climatica entro il 2050 e ridurre le emissioni di gas a effetto serra del 55% rispetto allo scenario del 1990 entro il 2030. Il regolamento del NGEU prevede che un minimo del 37% della spesa per investimenti e riforme programmata nei PNRR debba sostenere gli obiettivi climatici. Inoltre, tutti gli investimenti e le riforme previste da tali piani devono rispettare il principio del DNSH (Do not significant harm) ovvero "non arrecare danni significativi" all'ambiente.

Il piano deve mirare al raggiungimento degli obiettivi ambientali fissati a livello UE anche attraverso l'uso delle tecnologie più avanzate, dimostrando all'unione l'impatto delle riforme e degli investimenti sulla riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, la quota di energia ottenuta da fonti rinnovabili e l'efficienza energetica.

Il PNRR si articola in sei missioni, articolate in sedici componenti:

1. Digitalizzazione, innovazione, competitività, cultura e turismo
2. Rivoluzione verde e transizione ecologica
3. Infrastrutture per una mobilità sostenibile
4. Istruzione e ricerca
5. Coesione e inclusione
6. Salute

Ogni missione godrà di una quota di fondi assegnati per il raggiungimento degli obiettivi in oggetto, raccolti in figura 15.

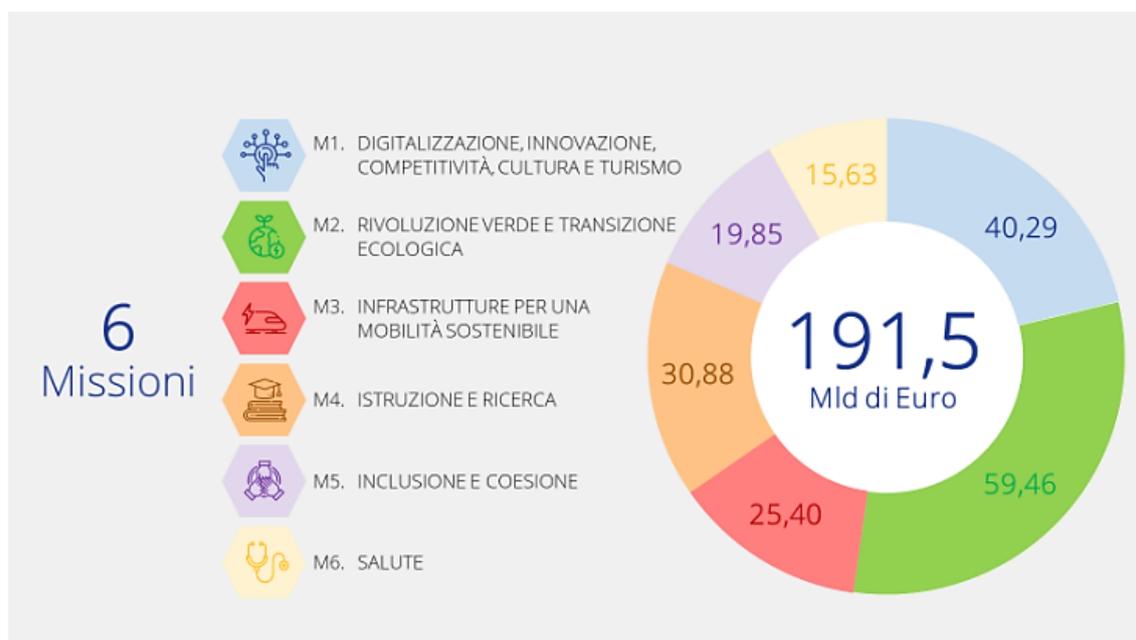


Figura 15: Allocazione delle risorse RRF a Missioni

Fonte: PNRR

La Missione 2 “Rivoluzione verde e transizione ecologica” pone esplicitamente l’obiettivo di “Incrementare la quota di energia prodotta da fonti rinnovabile”

“La prima linea di investimento ha come obiettivo l’incremento della quota di energie rinnovabili. L’attuale target italiano per il 2030 è pari al 30 per cento dei consumi finali, rispetto al venti per cento stimato preliminarmente per il 2020 “

La missione è articolata in quattro componenti, godendo in totale di un budget di 59,46 Mld, pari al 31,05% dei fondi totali del PNRR. Ogni componente è a sua volta composta da una serie di investimenti e riforme per il raggiungimento degli stessi.

MISSIONE 2: RIVOLUZIONE VERDE E TRANSIZIONE ECOLOGICA



Figura 15: Allocazioni a missione 2

Fonte:PNRR

Particolarmente interessante per questo lavoro è il punto 1.3 del piano “Promozione degli impianti innovativi”. Questi investimenti mirano a sviluppare configurazioni impiantistiche innovative e tecnologie energetiche più efficienti; la costruzione di impianti in aree aeroportuali rientra perfettamente in questa definizione. Gli impianti di questo genere costituiscono senz’altro un modo nuovo di concepire la generazione elettrica, ricercando il connubio tra lo sfruttamento di terreni non utilizzati vicini alle piste e la sicurezza dell’aviazione.

1.4.1 Decreto-Legge 13/2023 (c.d. “PNRR Ter”)

Per rendere efficace l’implementazione di questi interventi nei tempi previsti, e più in generale per abilitare lo sviluppo di impianti rinnovabili in linea con i target nazionali è stato necessario introdurre una **riforma semplificativa** per le procedure autorizzative per gli impianti per la produzione di energia rinnovabile.

L’obiettivo del decreto è semplificare le procedure, riducendo la burocrazia e accelerando l’approvazione dei progetti. Si vuole inoltre omogeneizzare le procedure normative, standardizzandole su tutto il territorio nazionale in modo da rendere più uniformi i processi di approvazione degli impianti FER.

In particolar modo si evidenziano in questo decreto le disposizioni in materia di impianti fotovoltaici ponendo importanti semplificazioni per gli aeroporti. Secondo le nuove direttive sarà esclusivamente necessario presentare una dichiarazione di un tecnico abilitato che attesti le caratteristiche di idoneità dell’impianto, in particolar modo le caratteristiche di Non-Abbagliamento, per ottenere l’autorizzazione da parte dell’ENAC (Ente Nazionale Aviazione Civile) per la convalida del progetto in area aeroportuale.

Gli articoli 47 e 49 DL 13/2023 infatti stabiliscono che *“sono considerate aree idonee per la realizzazione di impianti fotovoltaici i siti e le zone nella disponibilità delle società di gestione aeroportuale all’interno dei sedimi aeroportuali, ivi inclusi quelli all’interno del perimetro di pertinenza degli aeroporti delle isole minori”*.

Questo decreto segna una svolta per quanto riguarda la realizzazione di impianti fotovoltaici nel sedime aeroportuale, rendendo di fatto idonee tutte le zone per l’installazione di impianti fino a 20 MW, senza la necessità della procedura di fattibilità e impatto ambientale usufruendo così della procedura autorizzativa semplificata (PAS).

1.5 Scenari Europei e Italiani (SNAM-TERNA)

La Legge Europea sul Clima (Regolamento UE 2021/1119) sancisce l'obiettivo dell'UE di raggiungere la neutralità climatica ("net zero") entro il 2050 e l'obiettivo intermedio di ridurre le emissioni di gas a effetto serra (GHG) di almeno il 55% entro il 2030 rispetto ai livelli del 1990. La legge è stata formalmente adottata dal Consiglio dell'UE il 28 giugno 2021 ed è entrata in vigore il 29 luglio 2021, venti giorni dopo la sua pubblicazione nella Gazzetta ufficiale dell'Unione Europea. La Legge Europea sul Clima è fondamentale per il Green Deal europeo e guida la transizione ecologica dell'UE. Nel luglio 2021, la Commissione Europea ha presentato il pacchetto legislativo "Fit-for-55" per dettagliare come raggiungere l'obiettivo 2030 della legge sul clima. Questo pacchetto comprende obiettivi specifici per l'efficienza energetica, le energie rinnovabili e fornisce indicazioni iniziali sulla ripartizione degli sforzi tra gli Stati membri dell'UE. A causa della guerra in Ucraina, la Commissione Europea ha suggerito un aumento dell'obiettivo per le energie rinnovabili al 45% dei consumi finali di energia, anziché il 40% inizialmente stabilito.

Con la Decisione 02/2022, l'ACER (l'Agenzia dell'Unione Europea per la Cooperazione dei Regolatori dell'Energia) ha fornito a ENTSO-E (l'Organizzazione Europea dei Gestori di Rete per il Trasporto dell'Energia Elettrica) indicazioni riguardo alla costruzione degli scenari. In particolare, l'ACER ha richiesto che si tengano in considerazione gli impatti della Legge Europea sul Clima e che si assicuri la coerenza degli scenari con le politiche europee in materia di clima.

Ad aprile 2022, ENTSO-E (l'Organizzazione Europea dei Gestori di Rete per il Trasporto dell'Energia Elettrica) ed ENTSG (l'Organizzazione Europea dei Gestori di Rete per il Trasporto del Gas Naturale) hanno pubblicato il documento degli scenari europei destinati alla costruzione dei Piani Decennali di Sviluppo delle Reti (TYNDP) per il 2022 e per la selezione dei Progetti di Interesse Comune (PCI). Questi scenari sono la continuazione della release precedente e comprendono tre opzioni. Due di questi scenari, denominati "Distributed Energy" e "Global Ambition," sono allineati con la Legge Europea sul Clima e mirano a **garantire una riduzione delle emissioni di gas serra del 55% entro il 2030**. Il terzo scenario, chiamato "National Trends," si basa sulle stime nazionali fornite da ciascun Operatore di Sistema (TSO) durante la raccolta dei dati avvenuta nel febbraio 2021 [8].

- **National Trends:** Questo scenario è stato sviluppato dai TSO e riflette le tendenze nazionali emerse dai Piani Nazionali per l'Energia e il Clima (NECPs). Si basa su informazioni provenienti da ciascuno Stato membro dell'UE.
- **Distributed Energy e Global Ambition:** Questi scenari sono stato creati da ENTSO-E ed ENTSG attraverso un processo di tipo top-down. Hanno una visione ampia

sull'intero sistema energetico europeo ed è allineato con gli obiettivi dell'Accordo di Parigi, che mira a limitare l'incremento della temperatura globale al di sotto di 1,5°C. Inoltre, cercano di raggiungere l'obiettivo del 55% di riduzione delle emissioni di CO2 entro il 2030 e la neutralità climatica entro il 2050.

In sintesi, mentre il primo scenario si basa sulle tendenze nazionali, i due scenari successivi, "Distributed Energy" e "Global Ambition," adottano una prospettiva più ampia e ambiziosa per raggiungere gli obiettivi climatici europei e globali, tra cui la riduzione delle emissioni di gas serra e la lotta al cambiamento climatico.

1.5.1 Scenari italiani

Per l'Italia si considerano due scenari al 2030 tratti dagli scenari ENTSO adattati alla situazione nazionale.

- **Policy scenario:** in linea con gli obiettivi Fit-for-55 nel contesto descritto, si verifica la dismissione degli impianti termoelettrici alimentati a carbone, mentre si assiste a un notevole aumento delle fonti energetiche rinnovabili non programmabili, soprattutto nel settore fotovoltaico ed eolico. Questo incremento significativo delle fonti energetiche rinnovabili è reso possibile grazie allo sviluppo delle infrastrutture di rete.
- **Late transition scenario:** Lo scenario "Late Transition" è stato elaborato in coerenza con il Piano Nazionale Integrato per l'Energia e il Clima (PNIEC) e il precedente scenario NT Italia. In questo scenario, non sono stati considerati gli effetti dei recenti sviluppi geopolitici o delle iniziative di politica europea più recenti. Nel 2030, secondo lo scenario Late Transition, si prevede un aumento della capacità delle Fonti di Energia Rinnovabile (FER) di quasi 40 GW rispetto al 2019. Questo incremento è in linea con quanto previsto dal PNIEC, ma con una distribuzione delle FER che tiene maggiormente conto delle richieste di connessione pervenute a Terna fino ad oggi. In sintesi, il Late Transition rappresenta uno scenario in cui gli obiettivi di politica energetica e climatica vengono raggiunti con un ritardo di 5-10 anni rispetto a quanto previsto negli scenari di sviluppo più ambiziosi, come il pacchetto FF55. Questo scenario offre una prospettiva alternativa in cui si considera una transizione energetica più graduale e ritardata rispetto agli obiettivi di politica energetica più ambiziosi e aggressivi.

Il contesto FF55 prevede che entro il 2030 saranno necessari quasi **102 GW** di impianti solari ed eolici installati per soddisfare gli obiettivi di politica energetica. Ciò rappresenta un notevole aumento di oltre 70 GW rispetto ai 32 GW installati nel 2019, suddivisi in 12 GW di energia solare distribuita, 42 GW di energia solare a uso utility, 7 GW di energia eolica onshore e 9 GW di energia eolica offshore. Questo obiettivo, sebbene ambizioso, sembra essere raggiungibile sia dal punto di vista tecnico che dal punto di vista della maturità del mercato. È importante notare che Terna ha già ricevuto richieste di connessione per oltre 250 GW di nuove fonti energetiche rinnovabili, e in passato, negli anni 2009-2010, l'Italia ha già raggiunto tassi di installazione annui comparabili.

Lo scenario prevede più del **70% della capacità (75 GW) è rappresentato dal solare**, di cui 53 GW sono da ricondursi ad impianti di tipo utility scale (Fig. 16).

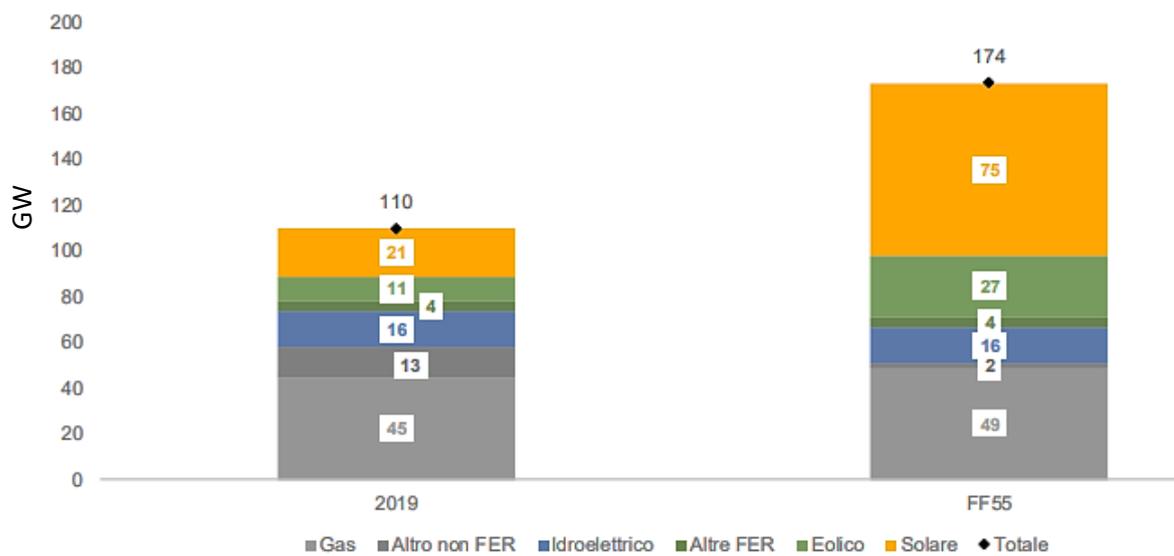


Figura 16: Evoluzione capacità installata scenario FF55

Fonte: Terna

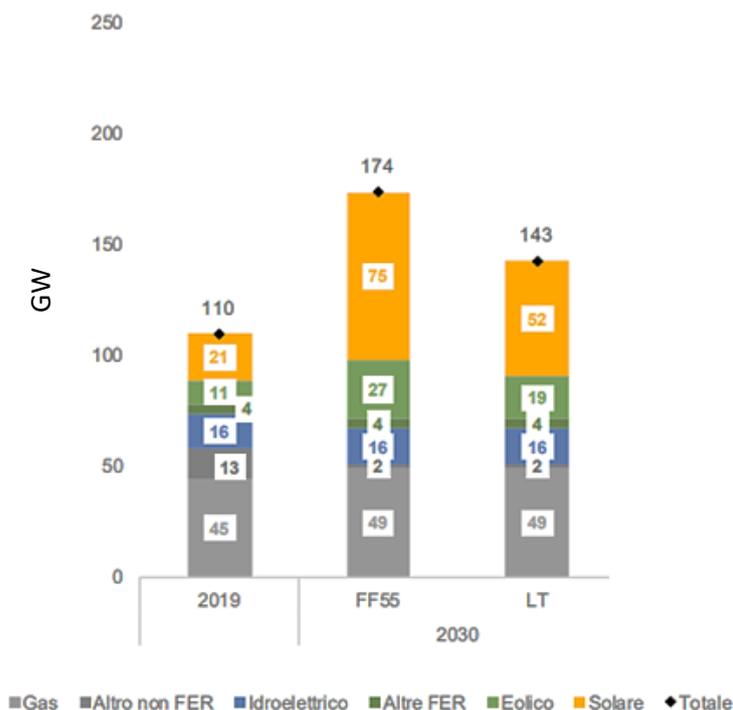


Figura 17: Evoluzione capacità installata negli scenari (GW)

Fonte: Terna

Il mix di generazione evolve in maniera significativa nell'intervallo di analisi: Nel 2030 si nota un aumento della produzione eolica e fotovoltaica soprattutto nello scenario di policy (FF55). La produzione rinnovabile al 2030 copre il 65% del fabbisogno nello scenario FF55 e il 56% nello scenario LT. Il grafico mostra una riduzione della produzione termoelettrica, in particolare, la quota "Altro non FER" si riduce notevolmente per via della completa dismissione del carbone e la riduzione dell'utilizzo dell'olio combustibile. La quota di produzione a gas si riduce per via degli obiettivi di decarbonizzazione e di sviluppo delle FER.

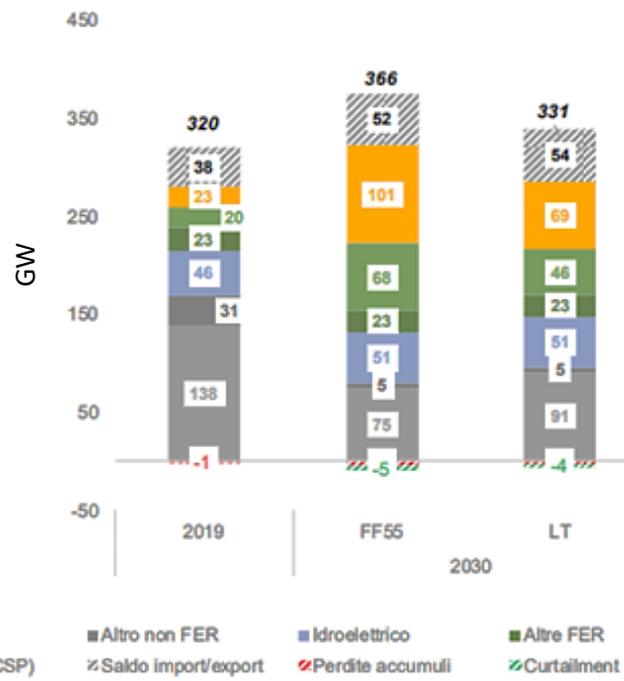


Figura 18: Evoluzione del mix di generazione – Analisi di mercato [TWh]

Fonte: Terna

1.6 Obiettivi riduzione CO₂

La Legge Europea sul Clima stabilisce l'obiettivo dell'Unione Europea di ridurre le emissioni di gas a effetto serra entro il 2030 di almeno il 55% rispetto ai livelli del 1990. Tuttavia, lo scenario di politica energetica al 2030 è stato sviluppato per raggiungere una riduzione del 51%, in linea con le direttive governative. Nel 1990, le emissioni complessive di CO₂ equivalente, compreso il settore LULUCF (Land Use, Land-Use Change and Forestry), ammontavano a 515,2 milioni di tonnellate, rappresentando il valore di riferimento. Nel 2019, le emissioni nazionali di CO₂ equivalente hanno registrato una riduzione del 27% rispetto al 1990, considerando anche il settore LULUCF, e sono state pari a circa 376 milioni di tonnellate.

Nello scenario di politica energetica FF55, si raggiunge una riduzione delle emissioni pari al 51%. Questa significativa diminuzione è il risultato di una notevole contrazione delle emissioni nei settori degli usi finali energetici, con una riduzione del quasi 30% rispetto al 2019, e di una marcata contrazione nel settore termoelettrico e nella produzione di calore, che comporta una riduzione del 50% delle emissioni rispetto ai livelli registrati nel 2019.

Italia

In Italia c'è ampio margine per raggiungere gli obiettivi prefissati: attualmente più del 60% dell'energia deriva da fonti fossili, prevalentemente gas (50,7%) e carbone (7,6%), con un minimo contributo di petrolio (5,3%).

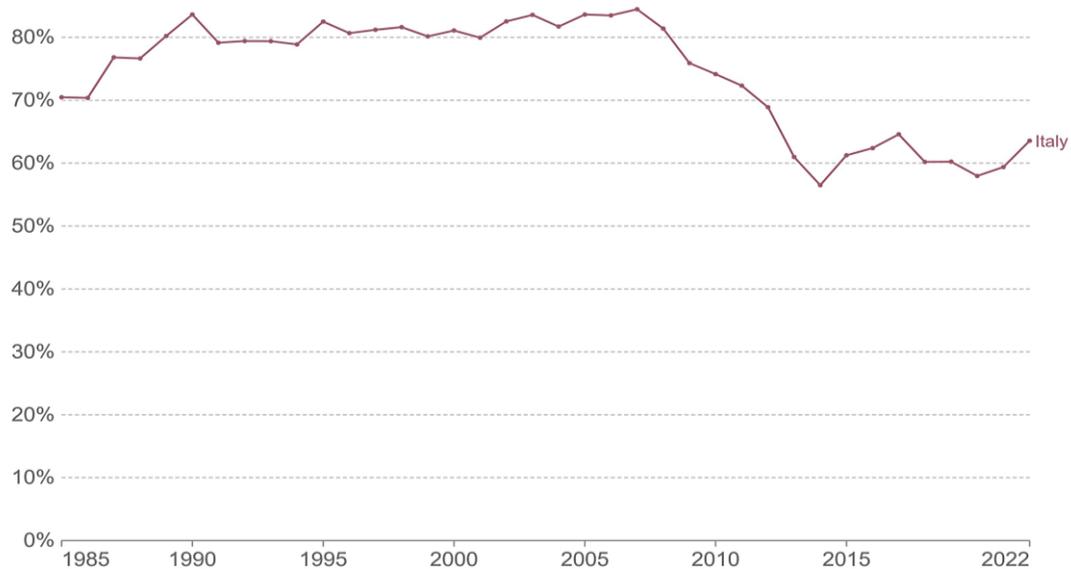


Figura 19: Quota di produzione elettrica da combustibili fossili

Fonte: OWD

La produzione di EE da FER è inferiore al 40%, e il solare fotovoltaico solo del 9,9%. Questo comporta un valore di emissione carboniche che si attesta da sempre sopra ai 300 g CO₂Eq /kWh [9].

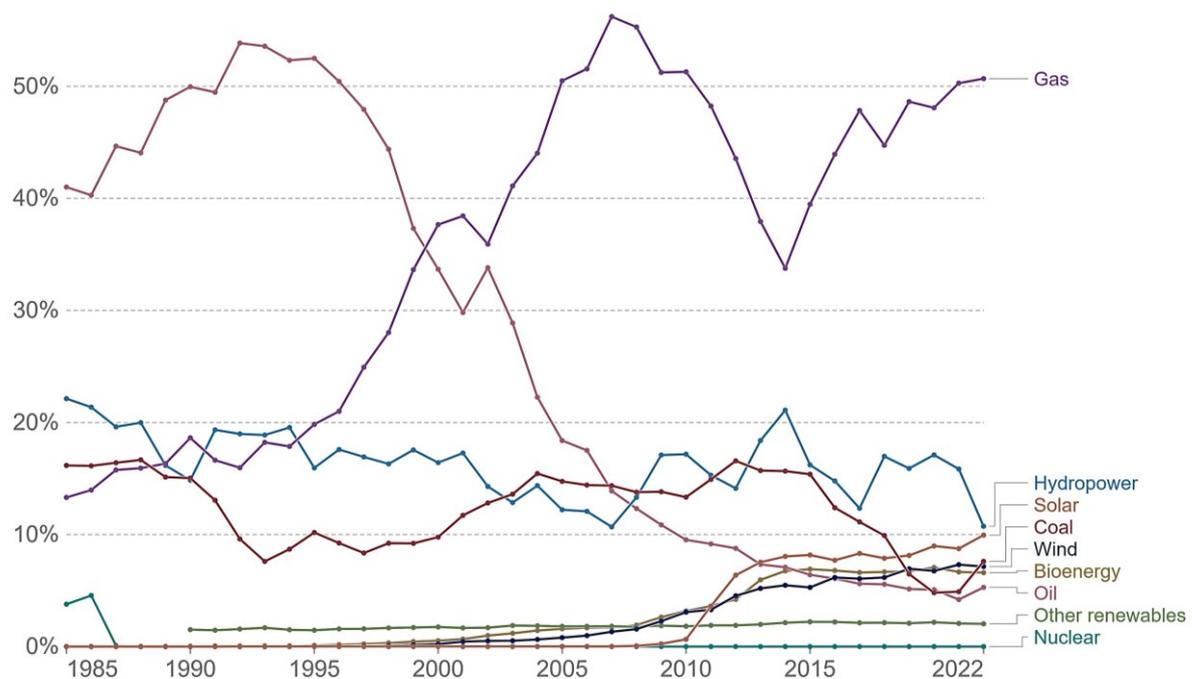


Figura 20: Quota di produzione elettrica per fonte, Italia

Fonte: OWD

Capitolo 2

Analisi degli impianti fotovoltaici negli aeroporti

2.1 Panoramica dei sistemi fotovoltaici in ambiente aeroportuale

L'opportunità di installare sistemi fotovoltaici e avviare una transizione verso l'energia rinnovabile caratterizza trasversalmente tutti gli ambiti operativi. Nel caso di infrastrutture aeroportuali, in particolare, tali opzioni assumono un duplice rilievo: da un lato, si tratta una soluzione in grado di ridurre l'impronta carbonica (carbon footprint) degli scali; dall'altro, rappresenta una soluzione in grado di aumentare l'autonomia energetica, mediante una produzione integrativa di energia.

Il settore del trasporto aereo è responsabile di una quota rilevante di inquinamento atmosferico, dal momento che nel 2021, secondo European Environment Agency, risultava generare il 3,3% delle emissioni complessive e il 13,5% di quelle relative al settore dei trasporti [10]. Anche se il volume maggiore di emissioni è riconducibile ai movimenti degli aeromobili, l'attività aeroportuale ha comunque un impatto significativo per via della movimentazione dei mezzi e dell'accesso e allontanamento dallo scalo da parte dei dipendenti e passeggeri.

La maggior parte degli aeroporti europei ha adottato da tempo l'Airport Carbon Accreditation (ACA), un "programma" di interventi che, prevedendo innanzitutto l'individuazione e la quantificazione delle emissioni dirette e indirette legate all'attività aeroportuale, si propone di ridurre in modo significativo le esternalità inquinanti [11]. Le azioni nel campo della sostenibilità operativa prevedono, in particolare, tre missioni: da un lato, ridurre le emissioni, attuando strategie definite e monitorate dagli stessi gestori aeroportuali; dall'altro, incentivare, attraverso la predisposizione di linee guida operative, comportamenti sostenibili da parte dei vettori aeree e dei passeggeri; in terzo luogo, creare infrastrutture e dotazioni *green* all'interno degli scali. Queste tre azioni si propongono di intervenire sui tre *Scope* che rientrano nella classificazione delle emissioni delineata dall'ACA:

- *Scope 1*: le emissioni create e controllate direttamente dagli scali, come le emissioni dei veicoli aeroportuali e la produzione di energia *on site*;

- Scope 2: le emissioni indirette “legate alla generazione di elettricità *off site* acquistata dal gestore aeroportuale” [12];
- Scope 3: le emissioni indirette prodotte dalle attività dei soggetti terzi attivi negli scali e dagli *stakeholders* [13].

La figura seguente evidenzia come sia aumentato considerevolmente, nel decennio dal 2010 al 2020, il numero di aeroporti europei che hanno aderito al programma ACA e che hanno avviato una strategia di investimenti diretta a conseguire una maggiore sostenibilità degli scali. In termini assoluti l’adesione è passata dai 17 aeroporti del 2010 ai 155 del 2020 (vale dire il 65% del traffico aereo in Unione europea). Anche in Italia l’attivazione a favore della sostenibilità ha riguardato un numero crescente di scali, passando nello stesso decennio da tre a quindici.

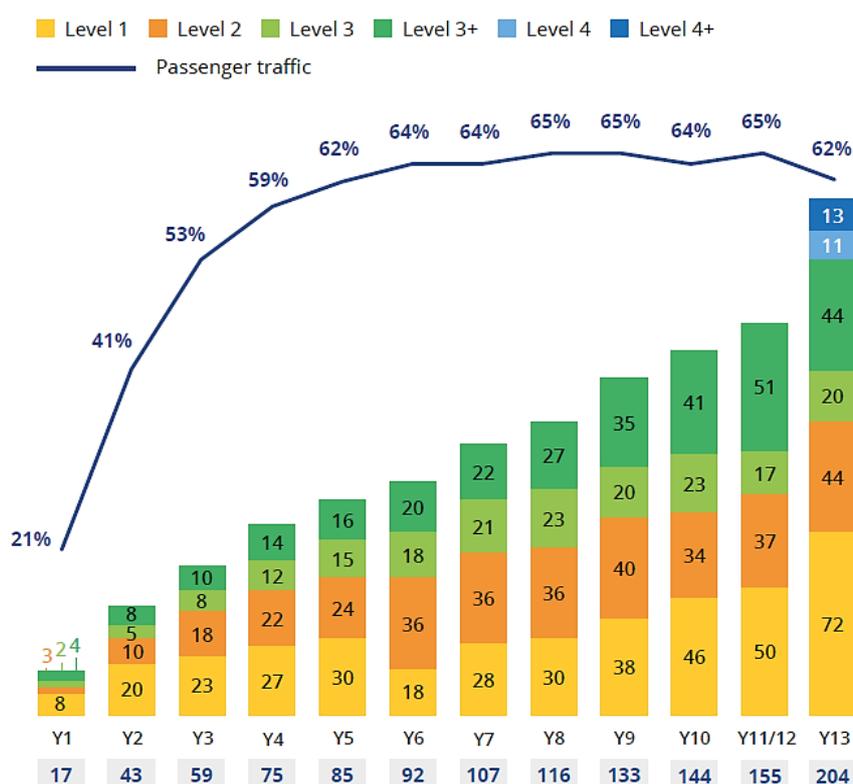


Figura 21: Aeroporti europei accreditati per livello, 2011-2021 Fonte: Airport Carbon Accreditation, Annual report 2010/11-2021/22.

Gli aeroporti sono strutture complesse, simili a città di piccole o medie dimensioni. Hanno bisogno, pertanto, di una notevole quantità di energia per far funzionare le loro infrastrutture e per fornire i loro servizi [14]. La domanda energetica degli scali riguarda sia la componente operativa legata al traffico aereo, come l’illuminazione delle piste e dei gate, così come l’alimentazione delle apparecchiature tecniche, sia quella dedicata alla

sosta e alla movimentazione dei passeggeri e dei bagagli. Ne deriva che la fornitura sicura, economica e continua di energia elettrica rappresenta una dotazione essenziale delle infrastrutture aeroportuale, allo scopo di assicurare la regolarità e la sicurezza dei voli [15]. I consumi energetici più comuni in un Aeroporto (Fig. 22) riguardano il terminal aeroportuale (illuminazione, riscaldamento e raffreddamento) e le apparecchiature mobili (sistemi di smistamento bagagli, ponti del terminal), l'*airside* aeroportuale (illuminazione delle piste, unità di potenza ausiliarie – APU, sistemi di energia a terra degli aeromobili- AGES, strutture di servizio (*hangar*)). Si tratta di aree operative che richiedono volumi rilevanti di energia, rispetto alla quale nell'ultimo decennio è stata individuata un'efficiente risposta (per quanto al momento di natura integrativa) nella tecnologia fotovoltaica [16].

Il solare rappresenta una delle fonti di energia rinnovabile più accessibili e convenienti per gli aeroporti. La configurazione degli scali (caratterizzati da una topografia pianeggiante e dalla presenza di tetti piatti), così come i loro requisiti operativi, giustificano la diffusa preferenza per il solare fotovoltaico rispetto ad altre fonti di energia rinnovabile. Il fotovoltaico, del resto, offre risultati migliori quando l'elettricità può essere generata e consumata nelle vicinanze. Questi progetti, inoltre, consentono agli aeroporti di attestare visivamente l'impegno a favore della sostenibilità e l'attuazione di politiche ambientali [17]. Lo sviluppo del settore fotovoltaico in ambito aeroportuale si è dovuto alla possibilità di produrre una consistente quantità di energia "verde" a costi sempre più ridotti. Al di là della sensibilità ambientale, peraltro, gli scali valutano l'opportunità di dotarsi di celle fotovoltaiche sulla base di tre variabili:

- La convenienza economica dell'installazione
- La possibilità di integrare la domanda energetica con una quota crescente di risorsa autoprodotta
- La disponibilità di energia in grado di essere utilizzata in situazioni di stallo dell'erogazione e di emergenza [18].
-

I maggiori aeroporti si stanno dotando, infatti, di efficienti Smart Grid. Queste strutture e procedure operative sono in grado, oltre che di mantenere un elevato livello di sicurezza e affidabilità dell'intero sistema aeroportuale, di rispondere a un problema cruciale nella gestione degli scali. Si tratta dell'individuazione di sistemi di accumulo che permettano di fare fronte ai problemi legati alla continuità di produzione ed erogazione energetica [19].

Lo sviluppo di un progetto solare fotovoltaico all'interno di un aeroporto richiede, peraltro, un approccio diverso da quello adottato altrove. Tale decisione comporta l'adozione di un piano operativo articolato, caratterizzato da studi preliminari, fasi di pianificazione e progettazione *ad hoc* e l'intervento di un *team* multidisciplinare. L'approccio consigliato dall'Airports Council International (ACI) per la realizzazione di un impianto fotovoltaico aeroportuale si articola in otto passaggi [20]:

Task 1: Demand estimation

- Assess required solar capacity by analysing/reviewing current and future electricity demand and supply at the airport.

Task 2: Site selection

- Site selection considering site environmental & climatic condition, and compatibility with aviation specific requirements such as ICAO/FAA guidelines, government regulations etc.

Task 3: Technology evaluation and plant design

- Carry out an assessment to identify latest & suitable technology, plant components, plant design and layout, annual solar yield and site development requirements.

Task 4: Financial viability assessment

- Carry out Financial viability assessment of the PV plant and finalisation of business model to develop the plant.

Task 5: Selection of developer/supplier

- Selection of developer/supplier (vendor) for setting up the solar PV plant

Task 6: Plant Construction

- Plan, execute and complete Solar PV installation by the selected developer/supplier.

Task 7: Plant Construction

- Ensure proper commissioning taking account of system specification, power evacuation facility requirement, legal compliance and safety requirements covering occupational safety, airport safety and aircraft safety etc.

Task 8: Operation & Maintenance

- Ensure operation and maintenance requirements are fulfilled as per Original Equipment Manufacturers (OEM) recommendations.

La **prima fase** consiste nella valutazione della domanda di energia, vale a dire l'accertamento della capacità solare necessaria allo scalo sulla base della disponibilità di energia elettrica attuale e futura dell'aeroporto. Questa fase richiede un'analisi della infrastruttura aeroportuale nel suo complesso e l'identificazione delle principali aree di consumo energetico. È necessario, inoltre, esaminare il carico elettrico complessivo e le variazioni stagionali della domanda per definire il fabbisogno di energia elettrica nelle diverse stagioni dell'anno [21].

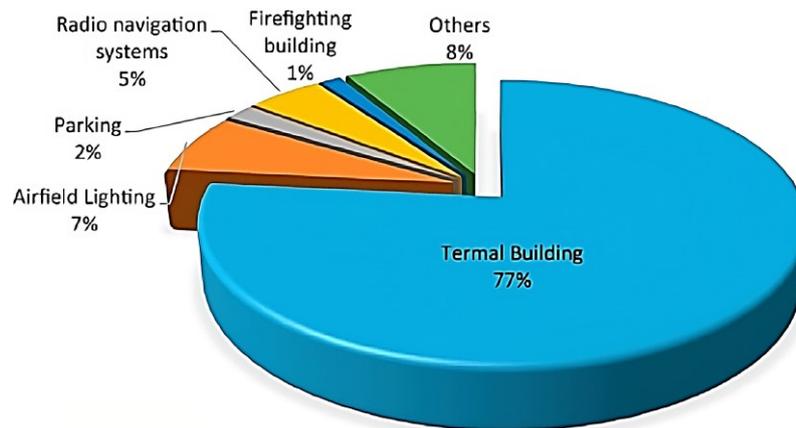


Figura 22 Distribuzione dei consumi elettrici all'interno di un tipico aeroporto

Fonte: Airport solar PV implementation guidance document

Oltre all'esame della domanda elettrica attuale, gli aeroporti devono anche esaminare la sua evoluzione prospettica, tenendo presente la crescita del numero di passeggeri e l'incremento di infrastrutture. Nello stesso tempo, la pianificazione degli impianti solari deve prendere in considerazione le opportunità relative alla cessione di energia elettrica in eccesso e le opzioni di stoccaggio dell'elettricità. Ciò permette allo scalo di dimensionare correttamente gli impianti solari e di migliorare la redditività finanziaria del progetto [22].

Una **seconda fase** consiste nell'individuazione del sito su cui installare l'impianto fotovoltaico. Questa operazione è una fase cruciale per lo sviluppo di un progetto fotovoltaico aeroportuale. Nella scelta del sito, l'obiettivo è quello di massimizzare la produzione di energia, minimizzare i costi ed evitare qualsiasi fonte di disturbo e rischio per le operazioni aeroportuali. I tre elementi da analizzare consistono nella disponibilità di uno spazio idoneo ad ospitare un impianto di dimensioni adeguate, la disponibilità di sufficienti risorse solari e la presenza di condizioni climatiche favorevoli, e infine la capacità del sito di soddisfare i requisiti specifici dell'aviazione [23]. Le valutazioni preliminari devono andare di pari passo con la procedura di richiesta delle autorizzazioni necessarie alla realizzazione dell'impianto. I Paesi dell'Unione europea hanno adeguato la propria normativa interna alle direttive in materia di energie rinnovabili e riguardanti la sicurezza del volo aereo. In Italia l'agenzia competente a validare il progetto di intervento nello scalo è l'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC), il quale ha provveduto negli ultimi anni a fornire indicazioni relative alle prassi operative e alle misure di sicurezza che devono essere adottate nella realizzazione di un impianto fotovoltaico aeroportuale. Nel 2022, in particolare, sono state pubblicate le linee guida per la *Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali* [24], il cui obiettivo è di "Rimuovere o escludere il costituirsi di fattori ambientali che possano indurre fenomeni di abbagliamento ai piloti o agli operatori di torre".

2.2 Opportunità associate all'implementazione di un parco fotovoltaico in un aeroporto

La terza fase dell'approccio consigliato dall'ACI per realizzare un impianto fotovoltaico aeroportuale consiste nell'individuazione delle componenti tecnologiche più adatte allo scalo [16]. Questo passaggio prevede, in particolare, la scelta delle celle e dei componenti dell'impianto, la sua progettazione e *layout*, la quantificazione della resa solare annuale e la pianificazione relativa ai requisiti di sviluppo del sito [25].

Le Linee Guida dell'ENAC come "le principali tipologie di tecnologie fotovoltaiche ad oggi applicabili agli aeroporti sono quelle associate ai pannelli in silicio cristallino, i quali possono essere di tipo monocristallino, policristallino o a film sottile" [26]. Ad oggi, molti studi hanno messo a confronto diversi tipi di celle, evidenziando come le tecnologie più performanti siano le celle a base di silicio monocristallino con il 25% di resa e quelle a silicio policristallino con il 20%; seguono le celle a base di rame, indio, gallio e selenio (CIGS) con il 18% e quelle a base di tellururo di cadmio (CdTe) il 16%. La figura seguente illustra i dati relativi all'efficienza delle diverse tecnologie di pannello.

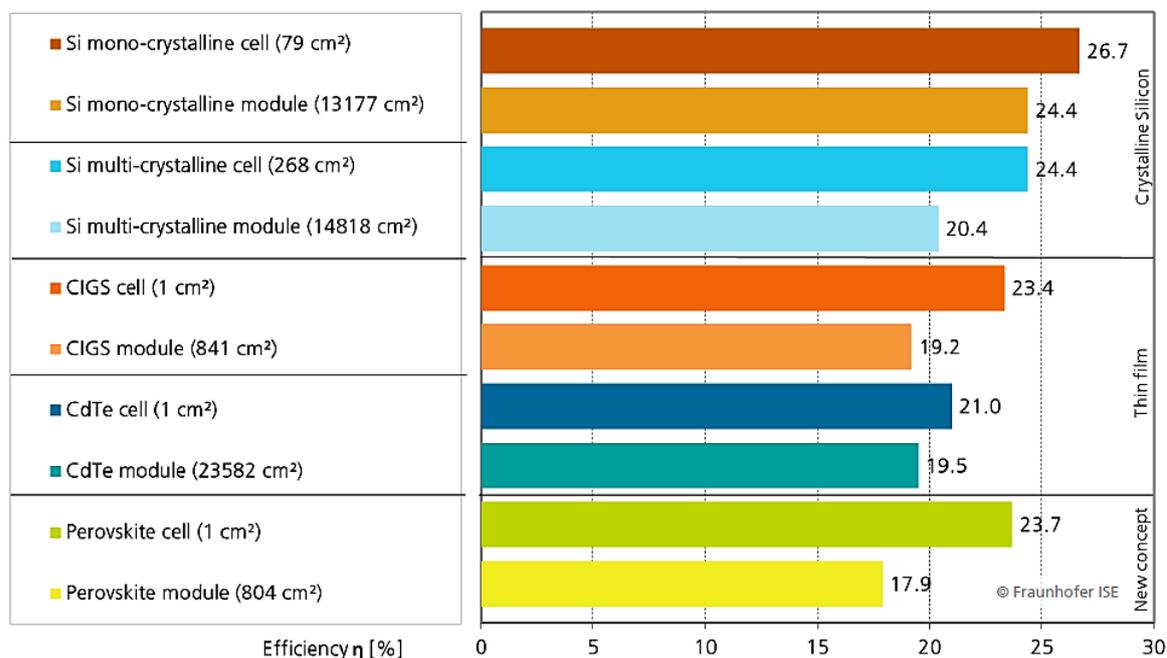


Figura 23: Confronto tra le efficienze delle varie tecnologie fotovoltaiche Cella vs Modulo

Fonte: Green et al.: Solar Cell Efficiency Tables (Version 60), Progress in PV: Research and Applications 2022.
Graph:PSE 2022.

Un secondo parametro, rilevante per determinare la forza di penetrazione nel mercato aeroportuale è rappresentato dal costo della tecnologia. Questa variabile è indicata

solitamente come potenza massima generata dal dispositivo ($\text{€}/\text{Wp}$ dove p indica il valore massimo ottenibile o di “picco”) [27]. La potenza influisce, infatti, sul costo finale dell'energia ($\text{€}/\text{kWh}$), articolando il mercato in tecnologie più o meno performanti e più o meno costose. Gli scali privilegiano, peraltro, le celle tecnologicamente all'avanguardia e altamente performanti, come dimostra il fatto che la domanda aeroportuale si orienta in gran parte (93% dell'installato) verso le celle in silicio cristallino (mono + policristallo) [28].

La tecnologia del silicio monocristallino presenta due fondamentali vantaggi. La prima, sul versante industriale, è legata a una modalità di produzione relativamente semplice (consistendo nella solidificazione del silicio e nel taglio delle celle) [29]; la seconda, sul versante dell'utilizzatore, deriva dai tempi più brevi di ammortamento dell'investimento: dal momento che la produzione annua di energia di un pannello al silicio si aggira sui $150 \text{ kWh}/\text{m}^2/\text{l'anno}$, il tempo di recupero è di circa sei-sette anni, a fronte di un tempo di vita di venticinque anni [30]. Negli ultimi anni, inoltre, il costo dei pannelli ha fatto registrare una costante diminuzione, dell'ordine di circa il 6-8% all'anno. L'andamento decrescente è indicato come *learning curve*, vale a dire curva dell'esperienza acquisita, dal momento che evidenzia “l'andamento del costo di un manufatto in relazione all'aumento dei volumi della sua produzione” [31].



Figura 24: Prezzi dei pannelli solari fotovoltaici (anni)

Fonte: International renewable energy agency IRENA

Questo andamento è interpretato dalla legge di Swanson, la quale osserva che il prezzo dei moduli solari fotovoltaici tende a scendere del 20% per ogni raddoppio del volume cumulativo installato. Ai ritmi attuali, i costi scendono del 75% circa ogni 10 anni.

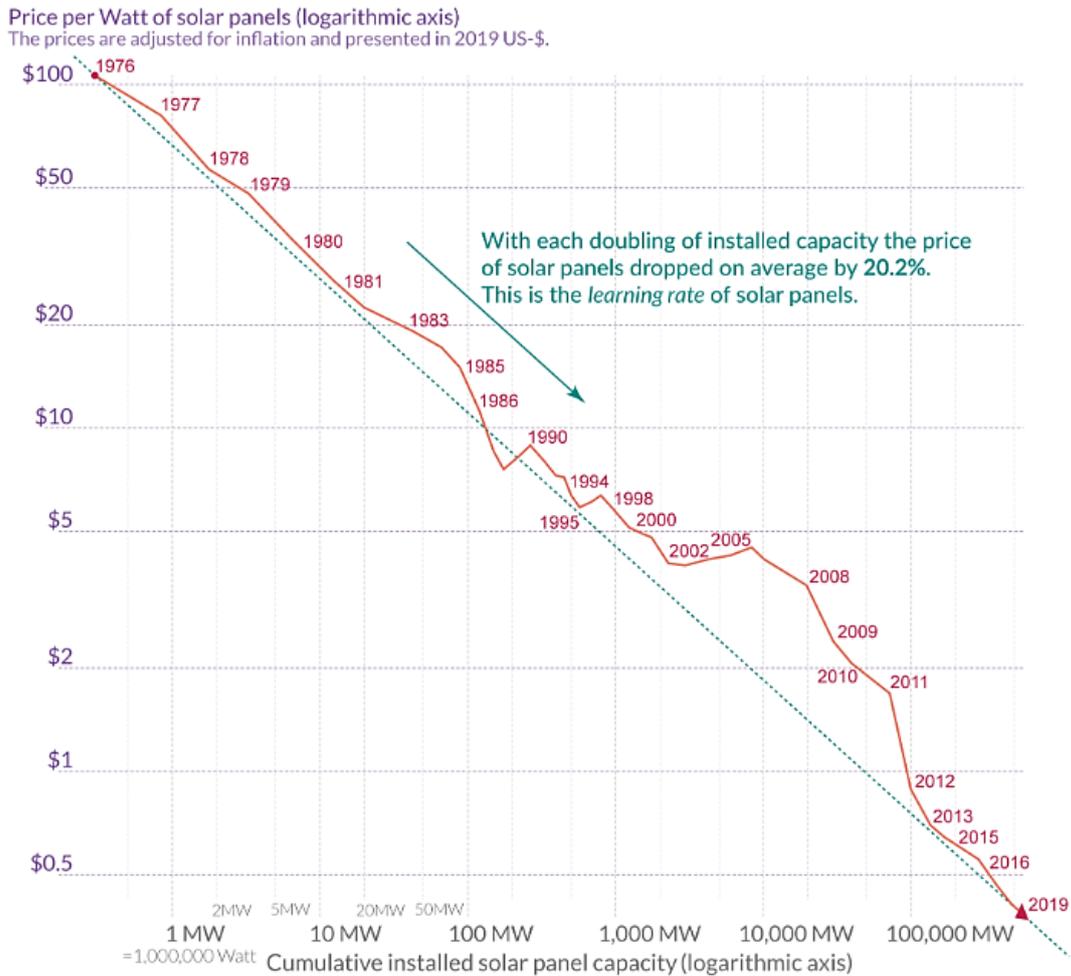


Figura 25: Legge di Swanson per il fotovoltaico

Fonte: Lafond et. Al (2017) and IRENA

Questo andamento viene individuato “a tecnologia costante”, vale a dire con riferimento a pannelli che hanno subito solo modificazioni e perfezionamenti marginali, senza interventi sulla tecnologia di base.

Negli ultimi anni, infatti, l’innovazione di prodotto ha favorito l’immissione sul mercato di nuove tipologie di pannello che, sempre utilizzando il silicio monocristallino, prevedono una base in rame e una barriera anticorrosione, particolarmente adatta per il loro utilizzo negli scali. La figura seguente evidenzia come i pannelli al silicio monocristallino, anche se rimangono la soluzione più onerosa (per quanto più efficiente), hanno fatto registrare una contrazione del loro costo, un elemento non irrilevante in infrastrutture, come quelle aeroportuali, che richiedono strutture a terra e sui tetti degli edifici di ampie dimensioni.

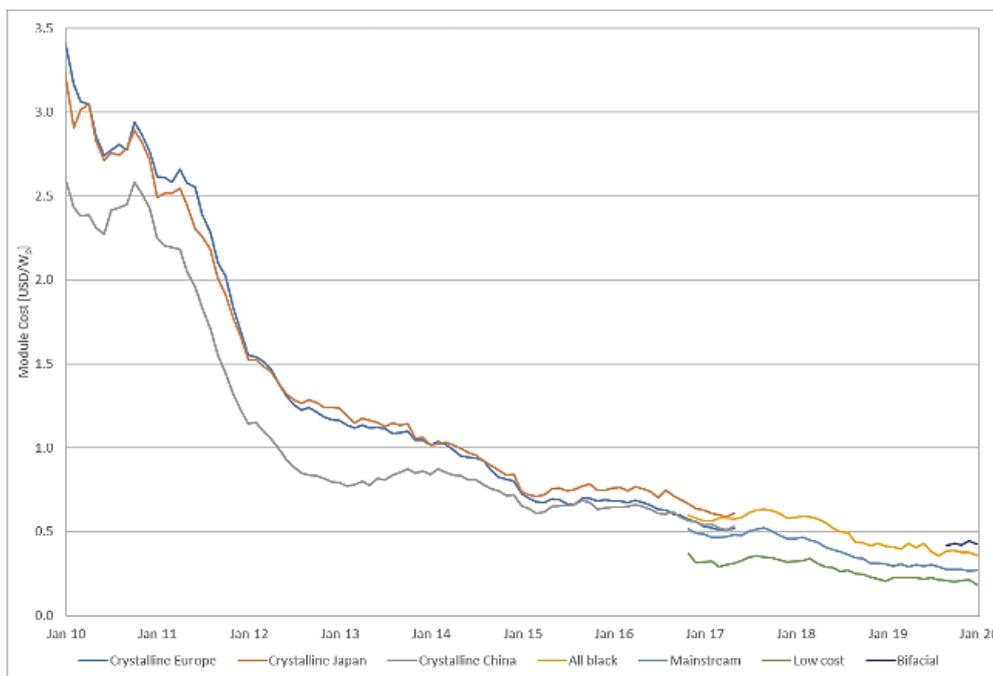


Figura 26: Andamento del costo dei pannelli fotovoltaici in silicio

Fonte: Testbed Validation of Bifacial Performance Modelling Methodology using Ray-Tracing Methods

A livello progettuale, il solare fotovoltaico con pannelli in silicio presenta due ulteriori vantaggi per un sito aeroportuale. Da un lato, si tratta di strutture che si integrano facilmente nello scalo, senza necessità di interventi diretti a modificare l'ambiente. Dall'altro, il fotovoltaico "può essere collocato in luoghi non utilizzati normalmente per attività aeronautiche e quindi di scarso valore per l'aeroporto o per sviluppi alternativi" [32]. La collocazione aeroportuale dei pannelli fotovoltaici avviene in cinque modi:

- a) L'installazione indipendente a terra, in cui il sistema fotovoltaico, dopo un'analisi geotecnica diretta a accertare la stabilità del suolo, viene collocato su un terreno pianeggiante con un orientamento verso sud. Queste installazioni consistono in strutture metalliche ancorate al terreno [33] che agiscono da supporto per i moduli fotovoltaici che sono fissati su di esse;
- b) L'applicazione per sovrapposizione, che comporta l'utilizzo di una struttura di fissaggio in grado di collocare i pannelli a poca distanza dalla superficie esterna di un edificio dello scalo, che rimane comunque un supporto;
- c) L'utilizzo dei sistemi ad inseguimento solare, i quali si servono di meccanismi motorizzati o idraulici per orientare i pannelli rispetto al movimento solare e garantirne la costante perpendicolarità. I due movimenti possibili (verticale in funzione della stagione o orizzontale in relazione al percorso quotidiano del

sole) consentono di massimizzare la resa della struttura aeroportuale nella generazione di energia;

- d) La realizzazione di installazioni su tetto, in grado di eliminare ogni tipo di schermatura naturale o artificiale. Come sottolinea il documento dell'ENAC, "gli edifici aeroportuali hanno spesso sia tetti piani (ad es. terminal) che richiedono una struttura di supporto generica, sia tetti inclinati (ad es. hangar) che possono richiedere soluzioni minimali in termini di supporti meccanici" è [34];
- e) L'applicazione per integrazione o Building Integrated Photovoltaics (BIP), la quale presuppone l'integrazione degli elementi captanti con lo scalo, soprattutto nella forma di facciate vetrate fotovoltaiche. Si tratta di una delle nuove frontiere dell'impiantistica fotovoltaica in ambito architettonico. L'integrazione architettonica si ottiene posizionando il campo fotovoltaico all'interno del profilo stesso dell'edificio che lo accoglie. Le tecniche sono principalmente quattro: le facciate fotovoltaiche che, anche se non possono offrire un orientamento e un'inclinazione dei moduli ottimale, sono in grado di assicurare rendimenti per via delle loro estensioni; la sostituzione locale del manto di copertura (per esempio lamiera o tetti in cemento) con un rivestimento idoneo a cui si sovrappone il campo fotovoltaico, in modo che questo risulti integrato nel manto di copertura; l'impiego di tecnologie idonee all'integrazione, come film sottili; l'impiego di moduli fotovoltaici strutturali, cioè che integrano la funzione di infisso, con o senza vetrocamera [35].

Nelle pagine precedenti è stato ricordato come il solare fotovoltaico con pannelli in silicio sia attualmente la tecnologia che presenta i maggiori vantaggi in ambito aeroportuale. Oltre a garantire una produzione di energia *in loco*, in quantità adeguata alle esigenze dello scalo, ha un design modulare in grado di adattarsi al sedime aeroportuale e di non creare ostacoli di tipo infrastrutturale. Inoltre, si tratta di una soluzione basata sull'assorbimento della luce solare (e non sulla sua riflessione come altre tecnologie solari), limitando in modo significativo i rischi di abbagliamento. Le strutture fotovoltaiche, infine, non attirano la fauna selvatica, la quale costituisce un costante pericolo per la sicurezza dell'aviazione [36].

La letteratura internazionale ha condotto numerosi studi relativi all'implementazione di infrastrutture fotovoltaiche in ambito aeroportuale. Alba e Manana [37] hanno descritto i diversi aspetti energetici che caratterizzano un aeroporto, definendo un modello di consumo energetico basato sulle fonti disponibili. Anurag et al. [38] hanno analizzato i vari fattori che influenzano la progettazione di un impianto fotovoltaico nell'area aeroportuale, rilevando che i tre principali ostacoli sono rappresentati dalla possibile intrusione nello spazio di mobilità aerea, dai fenomeni di abbagliamento e

dall'interferenza con i sistemi di comunicazione. A loro volta Mpholo et al. [39] hanno calcolato le prestazioni energetiche di un impianto fotovoltaico da 281 kWp sulla base dei parametri IEC 61724. Lo studio ha rilevato come l'impianto installato nell'aeroporto Moshoeshoe I del Lesotho sia in grado di offrire quantitativi di energia adeguati all'operatività di scalo, con un impatto ridotto sull'attività aeronautica. Analogamente, Banda [40] ha preso in esame le prestazioni di un impianto solare fotovoltaico da 830 kWp operante nell'aeroporto di Kamuzu in Malawi. I risultati hanno evidenziato valori positivi sia con riferimento al fattore di capacità dell'impianto (17,7%), che in relazione al rapporto di rendimento (79,5%) e all'efficienza del sistema (14,6%). Inoltre, Sukumaran e Sudhakar [41] hanno valutato le prestazioni di impianti solari a terra da 12 MW nell'aeroporto di Cochin, utilizzando un modello di analisi a diverse variabili: i risultati positivi sul piano energetico si associano, secondo i due autori, a quelli economici e relativi al ritorno dell'investimento.

Il **quarto passaggio** progettuale individuato dall'ACI è relativo, infatti, alla valutazione dei costi e della redditività finanziaria dell'impianto fotovoltaico (*financial viability assessment*), allo scopo di definire un modello di business per lo sviluppo dell'impianto [42]. La realizzazione di impianti fotovoltaici da parte degli scali, come si è già ricordato, hanno l'obiettivo di garantire l'approvvigionamento di energia rinnovabile, in modo da ridurre gli oneri legati all'acquisto da terzi. I costi di questi progetti sono estremamente variabili, dipendendo dalla quantità di energia che si intende produrre e dalle infrastrutture aeroportuali che si vogliono servire [43]. I costi del capitale sono spese fisse e sostenute *una tantum* per l'acquisto di terreni, edifici, costruzioni e attrezzature utilizzate per la realizzazione dell'impianto solare fotovoltaico. Essi comprendono i costi associati ai servizi di consulenza (studi vari, analisi relative all'abbagliamento, costi di progettazione, ecc.), ai pannelli solari, alle linee elettriche e alle sottostazioni, alle batterie di accumulo, agli strumenti informatici e di automazione (come il sistema di gestione dell'energia e lo SCADA).

Il costo d'investimento e la producibilità di un impianto sono, di fatto, gli unici fattori che determinano il costo dell'energia elettrica prodotta mediante la tecnologia fotovoltaica e sono, a loro volta, fortemente dipendenti dalle caratteristiche del materiale impiegato e dai processi utilizzati nella fabbricazione del dispositivo [44].

Per la stima dei costi occorre tenere in considerazione i seguenti dati:

- il costo specifico di un impianto FV diminuisce all'aumentare della potenza installata; la letteratura sugli scali evidenzia come costo per 1 MWp "chiavi in mano" di un impianto fotovoltaico vari dai cinque ai sei milioni di euro [45];
- per un impianto da 1 MW occorre disporre di un terreno di circa 20.000 m²; questo impegno di territorio è dovuto per il 50% alle aree occupate dai moduli e dalle parti del sistema, mentre il restante 50% è occupato dalle "aree di rispetto", di fatto libere, ma necessarie per garantire l'opportuna integrazione del sistema;

- per quel che riguarda i costi di gestione, l'esperienza degli impianti realizzati in Italia mostra che essi possono essere contenuti entro limiti molto bassi, risultando pari allo 0.5% annuo del costo totale dell'impianto. In particolare, i costi di funzionamento comprendono i costi di manutenzione necessari, tra cui rientrano il costo del personale, dei ricambi, dell'assicurazione, e il costo delle attività di monitoraggio e *reporting*.

Il *pay-back period* consiste nel numero di anni necessari perché il risparmio energetico dell'impianto fotovoltaico compensi il costo iniziale dell'investimento [46]. Per calcolarlo, la maggior parte degli installatori prende in considerazione il costo netto dell'impianto solare dopo l'applicazione degli incentivi (costo iniziale) e lo divide per il risparmio annuo previsto sulla bolletta elettrica, dopo l'aggiustamento per le spese annuali di funzionamento e manutenzione (O&M).

$$Payback = \frac{\text{Costo iniziale [€]}}{\text{Produzione annua } \left[\frac{kWh}{\text{anno}} \right] \times \text{valore } \left[\frac{€}{kWh} \right] - O\&M \left[\frac{€}{\text{anno}} \right]}$$

Grazie al calcolo del *payback* semplice, gli aeroporti possono valutare la rapidità con cui un investimento può ripagarsi (più contenuto è il *payback* semplice, più redditizio è l'investimento) e se quest'ultimo sta mantenendo i livelli di rientro previsti dal progetto. La semplicità del calcolo, peraltro, comporta dei limiti nella valutazione della fattibilità economica dei progetti fotovoltaici. La sola determinazione del *payback* non prende in considerazione diverse caratteristiche critiche dell'investimento, quali il tasso di ritorno dell'investimento, di quello di indicizzazione dell'investimento, l'aumento del prezzo dell'energia, i prezzi dell'elettricità a tariffa variabile, le opzioni di investimento alternative e i flussi realizzati dopo il tempo di *pay-back*. E' necessario, quindi, parametrare i costi dell'investimento rispetto alle variazioni dei flussi di cassa (*net present value* – NPV) e ai tassi sconto (*internal rate of return* – IRR).

Questa procedura consente di ottenere il Levelized Cost Of Energy (LCOE) che indica "il prezzo unitario dell'energia elettrica necessario a coprire tutti i costi, capitali e operativi dell'impianto" [47]. Si tratta di un parametro utilizzato costantemente nella stima della fattibilità e convenienza economica di un progetto fotovoltaico, consentendo di mettere a confronto i costi unitari di diverse tecnologie di generazione elettrica [48]. Il LCOE viene analizzato con riferimento alla vita fisica dell'impianto, alla sua vita tecnologica (dipendente dalle innovazioni che lo rendono obsoleto e quindi economicamente meno produttivo), alla vita dell'ambito produttivo in cui si inserisce, alla vita politica dell'impianto (legata all'evoluzione normativa e regolamentare [49]).

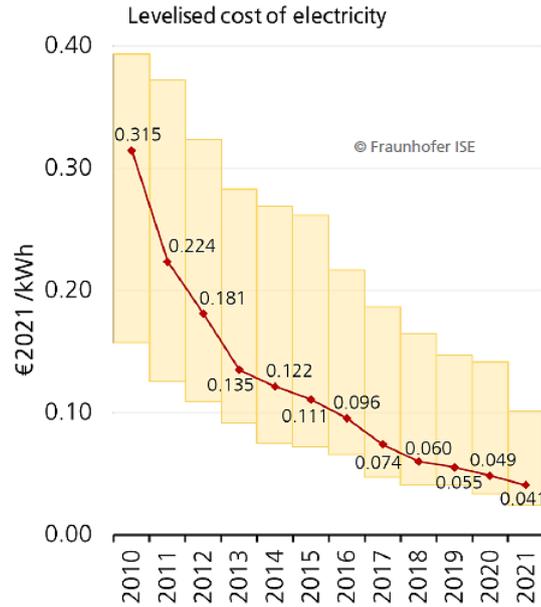


Figura 27: LCOE medio per un grande impianto fotovoltaico
 Fonte: IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency. Currency converted from USD to EUR. Date of data: July 2022

Per impianti di grandi dimensioni i costi complessivi di installazione negli anni hanno seguito il trend rappresentato nel grafico seguente:

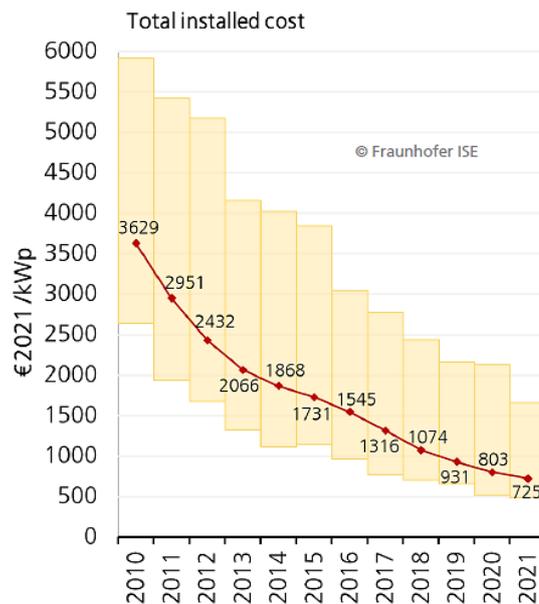


Figura 28: Costo medio totale di installazione per un sistema fotovoltaico di grandi dimensioni
 Fonte: IRENA (2022), Renewable Power Generation Costs in 2021, International Renewable Energy Agency. Currency converted from USD to EUR.

Per un impianto fotovoltaico di dimensioni medio-grandi il PB in Italia è compreso tra i 6 e i 10 anni [50], dipendentemente se l'impianto è installato a nord o a sud della pensola, a fronte di una vita media attesa di 25 anni, anche se gli attuali produttori di moduli fotovoltaici, ad esempio SunPower, garantiscono l'88,25% della potenza di picco al termine del quarantesimo anno. Sulla base di tali indicazioni, l'aeroporto può mettere a punto un modello di *business* per sviluppare il progetto, delineando il modello di concessione (se affidato a una società privata) e le modalità di gestione. La concessione dell'impianto rappresenta un approccio conveniente per gli scali soprattutto in Paesi caratterizzati da crediti fiscali interessanti [51]. Nel modello di concessione, l'aeroporto affitta la proprietà dell'impianto a un imprenditore privato, concedendogli il diritto di costruire e gestire un impianto solare [52].

Il modello dell'ACI individua quattro ulteriori passaggi del processo di realizzazione di un impianto solare fotovoltaico: la selezione dello sviluppatore/fornitore, la costruzione dell'impianto (attraverso la pianificazione, esecuzione e completamento dell'installazione), la messa in funzione dell'impianto (tenendo conto delle specifiche del sistema, delle modalità di distribuzione e immagazzinamento dell'energia, della conformità alla legge e dei requisiti di sicurezza (relativi alla sicurezza sul lavoro e a quella del traffico aereo). Infine, un ultimo passaggio è quello dell'entrata in funzione e della manutenzione, allo scopo di assicurare la corretta operatività dell'infrastruttura fotovoltaica.

2.3 Analisi delle sfide tecniche e i rischi legati a tali installazioni

Una parte della letteratura si è concentrata sulle prestazioni energetiche degli impianti solari fotovoltaici installati nei locali dell'aeroporto. Un numero crescente di studi ha posto l'accento, peraltro, anche sugli aspetti di sicurezza aerea che tali progetti comportano. Gli impianti solari fotovoltaici, infatti, anche se creano benefici dal punto di vista ambientale ed economico, sollevano alcune preoccupazioni in termini di sicurezza dell'aviazione. La realizzazione e l'utilizzo di un impianto fotovoltaico, come sottolinea la documentazione dell'ENAC, può determinare interferenze pericolose per la navigazione aerea e per la movimentazione di terra. Le maggiori preoccupazioni riguardano due tipologie di rischi:

- Lo scintillio e l'abbagliamento (glint e glare) causati dalle superfici riflettenti dei pannelli, in grado di determinare "la perdita temporanea della vista ai piloti o al personale nella torre di controllo"[53];
- Interferenze elettromagnetiche che, agendo sui sistemi radar interni ed esterni allo scalo, possono causare la captazione di un falso segnale, prodotto dai componenti metallici dei pannelli o degli specchi; le onde elettromagnetiche possono essere definite, quindi, come perturbazioni prodotte dall'accelerazione di cariche elettriche, cui è concatenato un sistema di campi elettrici e magnetici variabili che si sposta nello spazio a partire dal punto in cui si è prodotta l'accelerazione;

Lo studio condotto da Sukumaran e Sudhakar [54] e relativo all'aeroporto Raja Bhoja ha analizzato le linee guida applicabili alle installazioni di impianti solari fotovoltaici. I due studiosi hanno evidenziato tre criticità presenti nello scalo: fenomeni di abbagliamento dei velivoli, la presenza di uccelli stazionanti al di sotto dell'infrastruttura e la crescita della vegetazione nel parco solare. Kandt e Romero [55] hanno potuto verificare numerose lamentele da parte del personale di controllo del traffico aereo, attivo nell'aeroporto di Boston. Nelle ore di maggiore irraggiamento solare, la riflettività del campo fotovoltaico da 530 kWp era chiaramente visibile dalla torre di controllo, creando problemi sia nella visualizzazione degli schermi dei computer che nell'accompagnamento a vista degli aeromobili. Lo studio ha raccomandato lo spostamento di alcuni moduli fotovoltaici, la modifica del loro orientamento e dell'angolo di inclinazione (in modo da evitare il fenomeno del glint/glare) e, infine, l'installazione di tessuti su una parte della copertura in vetro dello scalo per evitare alla torre di controllo alcune ore di abbagliamento accecante [56].

La letteratura internazionale sottolinea come, nel corso della progettazione e installazione di un impianto fotovoltaico in uno scalo, sia necessario prendere in considerazione, oltre al design dell'impianto fotovoltaico (altezza, angolo di inclinazione, orientamento), anche gli spazi aerei immaginari e la posizione dei sistemi di navigazione aerea. Entrambi, infatti, possono subire l'interferenza visiva delle strutture fotovoltaico, anche in considerazione del fatto che gli scali sono solitamente localizzati in aree aperte e pianeggianti, in cui è più intensa la dispersione luminosa dovuta alla rifrazione del terreno. Devault [57] ha analizzato l'utilizzo dei campi fotovoltaici da parte degli uccelli negli aeroporti statunitensi, elaborando uno specifico indice di pericolosità. Lo studio evidenzia come la progettazione delle installazioni debba prevedere "una modellizzazione che impedisca la nidificazione e lo stazionamento degli uccelli". Devault evidenzia, infatti, come la presenza di volatili non sia scoraggiata dal fatto che la movimentazione di un'infrastruttura aeroportuale determina necessariamente un aumento dell'inquinamento atmosferico ed acustico, sia per le attività esercitate all'interno dell'aeroporto, sia per la presenza di numerosi aeromobili che decollano, atterrano e sorvolano lo spazio aereo circostante. Le Linee guida dell'ENAC prendono in considerazione prevalentemente il rischio di abbagliamento, anche se nel corso del tempo l'ente di controllo ha fornito documenti che considerano anche altre criticità legate alle strutture fotovoltaiche. La Federal Aviation Administration (FAA), a sua volta, ha pubblicato un documento tecnico in cui vengono discusse le caratteristiche delle tecnologie fotovoltaiche e delle infrastrutture di rete, le norme di sicurezza e i modelli finanziari, oltre a diversi casi di studio [58]. La preoccupazione per i rischi legati alle infrastrutture fotovoltaiche (in termini di abbagliamento e di interferenza elettromagnetica) è legata al fatto che in traffico aereo in aria e a terra è diventato sempre più intenso, determinando il fenomeno della congestione [59]. Il trasporto aereo rappresenta, del resto, una delle più grandi e articolate industrie al mondo. Le circa 1.400 compagnie aeree gestiscono una flotta di oltre 26.000 aeromobili che si servono di 3.880 scali, attraverso un network di corridoi aerei che coprono diversi milioni chilometri e che sono gestiti da 173 fornitori di servizi di navigazione [60]. Nel 2021 l'industria del trasporto aereo ha fornito servizi a quattro miliardi e mezzo di passeggeri, generando un fatturato che si aggira sui seicento miliardi di dollari. L'intero spazio aereo del mondo è frazionato virtualmente in numerose Flight Information Regions (FIR), vale a dire regioni di informazioni di volo [61]. Ogni FIR ricade sotto la responsabilità e la gestione gestita di un Flight Information Center (FIC), vale a dire un'autorità di controllo che ha il compito di organizzare il traffico aereo e di fornire servizi agli aeromobili in volo. Il numero di FIR varia in funzione della dimensione del Paese e dell'importanza degli scali. Lo spazio aereo italiano si suddivide in tre regioni di informazioni di volo: Milano, Roma e Brindisi.

Ogni FIR e ogni scalo si caratterizzano per una specifica capacità nominale, vale a dire un numero massimo di voli sostenibile in condizioni di sicurezza. Gli aeroporti, infatti, possono gestire in un determinato intervallo di tempo una quantità di aeromobili che varia in funzione delle dimensioni dello scalo, del numero delle piste e dell'efficienza delle operazioni a terra [62]. La capacità di uno scalo è influenzata, inoltre, dalle condizioni meteorologiche e da altri fattori che possono incidere sulla sua efficienza operativa [64]. Il traffico aereo di un FIR e di uno scalo viene gestito mediante l'Air Traffic Flow and Capacity Management, il quale garantisce ai vettori di effettuare voli sicuri ed efficienti attraverso la programmazione, gestione e monitoraggio della presenza degli aeromobili nello spazio aereo di competenza. Il compito dell'ATFCM consiste nell'ottimizzare il traffico in base alla capacità dello scalo.

Nell'ambito del settore aereo, un fenomeno di congestione si verifica nel caso in cui la richiesta di slots o bande orarie (diritti di atterraggio e di decollo) proveniente dai diversi vettori, in un determinato momento della giornata, supera la capacità disponibile [63]. Il tempo di viaggio viene convenzionalmente suddiviso in tre parti: la durata del trasferimento da e verso l'aeroporto, il tempo di attesa nel terminal passeggeri prima e dopo il volo, e il tempo di attesa in pista una volta imbarcati. Nelle pagine precedenti è stato ricordato come il tempo di viaggio dipenda da diverse variabili. I vettori sono di gran lunga i principali responsabili dei ritardi, essendo all'origine in Europa di circa la metà delle partenze ritardate [64]. Gli aeroporti, a loro volta, sono ritenuti responsabili di ritardi nel 19% dei casi, mentre i problemi di rotta incidono per l'11%, le condizioni meteorologiche avverse per il 13%, le procedure di sicurezza per il 4% e un residuo 3% è riconducibile ad altri problemi [65].

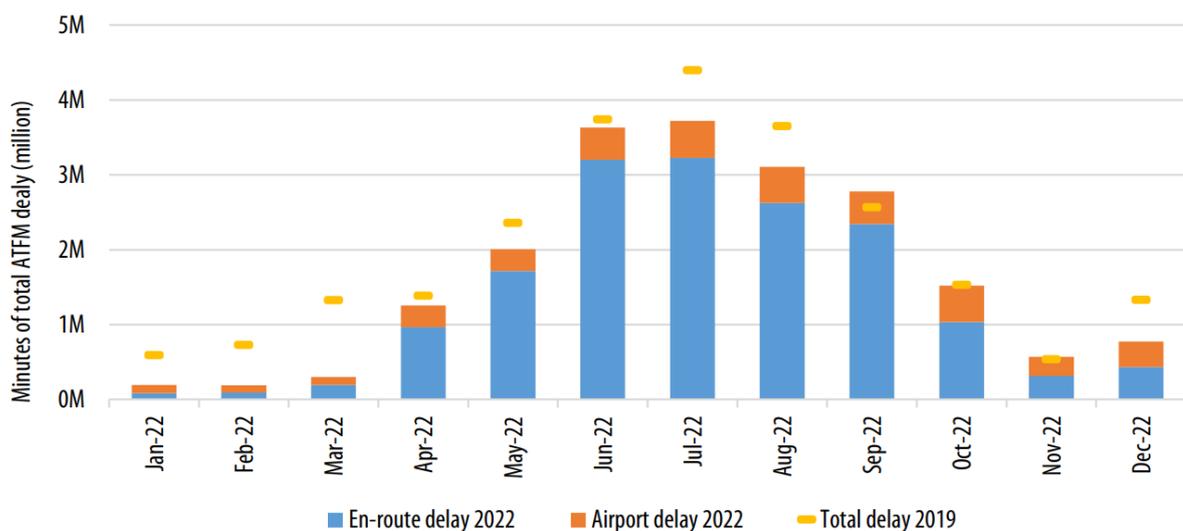


Figura 29: Incidenza dei ritardi in rotta e aeroportuali, 2022
 Fonte: Aviation Intelligence Unit Performance 2022, Outlook 2023, p. 2.

Nel corso degli anni, la quota dei ritardi dovuti alla moltiplicazione delle rotte ha fatto registrare un aumento rispetto alle altre variabili, anche per via di un incremento della domanda di utilizzo degli scali. La tabella seguente evidenzia l'incidenza dei ritardi di rotta e di quelli aeroportuali. Anche il trasporto aereo in Italia ha fatto registrare un aumento sensibile della congestione. Gli slots sono, infatti, una risorsa scarsa nel mercato nazionale, destinata a diventare ancor più limitata a fronte del costante aumento della domanda di trasporto aereo. In Italia, inoltre, l'aumento del traffico aereo non ha coinciso con un incremento delle infrastrutture (a causa del loro costo). Come illustra la tabella seguente, gli aeroporti di Roma e Milano non solo si collocano ai primi posti per indice di utilizzo della capacità operativa, ma hanno mantenuto invariato tale valore nel corso del nuovo millennio.

City	Airport	2003 ¹	2007 ²	2019 ³	Δ (2019-2003)	Δ (2019-2007)
Amsterdam	AMS	106	106	106/110	4	4
Barcelona	BCN	52	62	78	26	16
Berlin	TXL	35	48	52	17	4
Brussels	BRU	70	74	74	4	0
Copenhagen	CPH	83	83	83	0	0
Dublin	DUB	44	46	48	4	2
Dusseldorf	DUS	38	45	45	7	0
Frankfurt	FRA	78	83	104	28	21
Geneva	GVA	36	36	36	0	0
Hamburg	HAM	52	53	48	-4	-5
Helsinki	HEL	50	80	80	30	0
Lisbon	LIS	30	36	40	10	4
London	LGW	50	50	55	5	5
London	LHR	86	89	90	4	1
London	STN	42	46	50	8	4
Madrid	MAD	78	90	100	22	10
Manchester	MAN	59	59	59	0	0
Milan	MXP	70	69	70	0	1
Munich	MUC	86	90	90	4	0
Oslo	OSL	80	80	80	0	0
Palma	PMI	60	60	66	6	6
Paris	CDG	101	112	112	11	0
Paris	ORY	76	72	70	-6	-2
Rome	FCO	90	88	90	0	2
Stockholm	ARN	76	80	84	8	4
Stuttgart	STR	36	42	42	6	0
Vienna	VIE	66	66	68	2	2
Zurich	ZRH	66	68	66	0	-2

Tab. 2: Capacità oraria totale (movimenti per ora) nei principali aeroporti di Livello 3, 2003, 2007 and 2019
 Fonte: A. Odoni, A review of certain aspects of the slot allocation process at level 3 airports under regulation 95/93, Massachusetts Institute of Technology, 2021, p. 14.

La congestione del traffico aereo ha contribuito ad aumentare i rischi operativi. La gestione delle situazioni di over-traffic è stata affrontata soprattutto intervenendo sulla fase di permanenza in volo degli aeromobili, mediante le strategie di airborne holding (mantenendo l'aereo in volo per alcune unità di tempo, in attesa che la situazione di congestione venga smaltita) [66]. Ciò richiede, peraltro, tempi più ristretti di arrivo e di

partenza dei velivoli, incidendo sulla sicurezza delle operazioni in presenza di possibili fattori di disturbo. In questo quadro di crescente congestione, la valutazione del rischio legato alle strutture fotovoltaiche permette a uno scalo di adottare misure per ridurre la gravità e la probabilità di accadimento. Wirawan e Garniwa [67] hanno assegnato valori numerici alla gravità e probabilità dei rischi legati allo sviluppo di una struttura solare galleggiante, collocata nell'ambito degli aeroporti di Maluku and Papua, stimando il valore del rischio totale mediante il metodo Monte Carlo. I due studiosi hanno rilevato che il valore complessivo del rischio (4,12 e 3,89) rientra dell'area degli eventi considerati come "potenzialmente rischiosi ma accettabili". Gómez e Hernández [68] hanno identificato i rischi relativi all'adozione del solare fotovoltaico negli scali, mediante un focus group che ha reclutato un gruppo di esperti e utilizzando un questionario basato sul metodo Delphi. Essi hanno sviluppato una struttura gerarchica dei rischi a tre livelli con cinquantasei rischi distribuiti in sedici sottogruppi. La ricerca di Gómez e Hernández rappresenta l'analisi più dettagliata e puntuale dei numerosi rischi che, nell'ambito di un aeroporto, possono riguardare la realizzazione e la gestione di un impianto fotovoltaico al servizio dello scalo e delle sue diverse attività. Vengono individuati, infatti, specifici rischi politici, tecnici, economici, operativi, normativi e sociali. Wybo [69] ha utilizzato un approccio bow-tie per valutare i diversi rischi associati agli impianti fotovoltaici nelle aree aeroportuali.

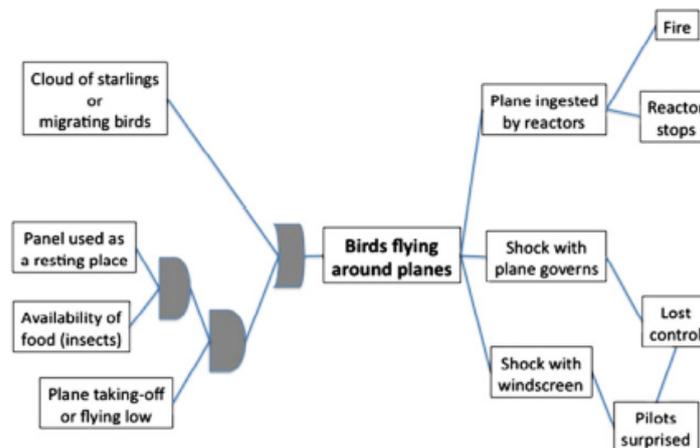


Figura 30 : Bow-ties rappresentazione della situazione di rischio "pericolo volatili" e misure proposte

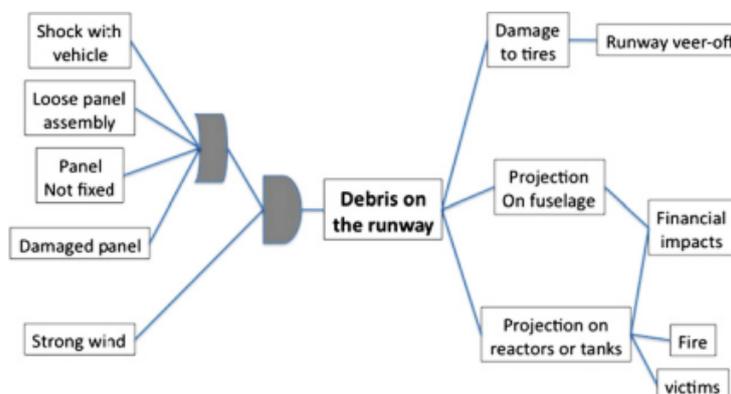


Figura 31 : Bow-ties che rappresenta la situazione rischiosa "Detriti sulla pista" e le misure proposte

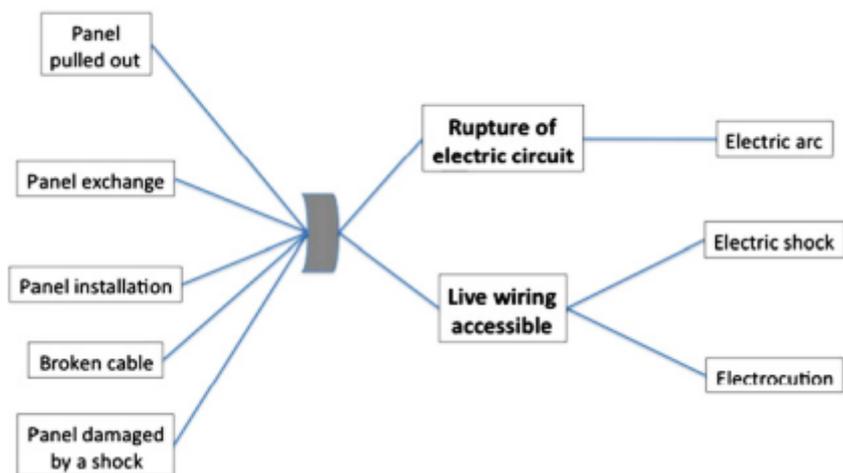


Figura 32 : Bow-ties rappresentazione della situazione di rischio “pericolo elettrico”

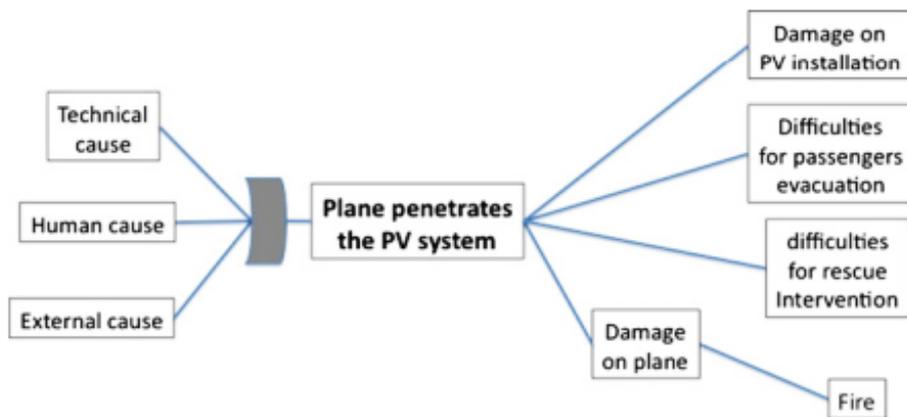


Figura 33 : Bow tie che rappresenta la situazione di rischio “aereo che si abbatte nell’impianto fotovoltaico”

E’ stata identificata una serie di sei pericoli, tutti rilevanti nella forma attuale, anche se lo studioso ha osservato come l’abbagliamento, l’interferenza con i sistemi di comunicazione e l’interferenza spaziale con le aree di mobilità aree abbiano effetti trascurabili sulla sicurezza dell’aviazione. La ricerca in questo campo è resa complessa dal fatto che la valutazione del rischio basata su un approccio probabilistico o predittivo fornisce risultati oggettivi se i fattori di rischio sono facilmente misurabili (come la velocità del vento, la lunghezza della pista, ecc.). L’analisi dei rischi legati al solare fotovoltaico in aeroporto non dispone, invece, di una metodologia adeguata e condivisa.

I lavori condotti al riguardo utilizzano solitamente il metodo *Hazard Identification and Risk Assessment* (HIRA), una tecnica raccomandata anche dall’Organizzazione Internazionale dell’Aviazione Civile (ICAO) la valutazione dei diversi rischi riguardanti il trasporto aereo. Si tratta, peraltro, di uno strumento di analisi che richiede un complesso adeguamento per adattarlo alle caratteristiche delle strutture di solare fotovoltaico operanti negli scali. Le autorità aeree nazionali stanno predisponendo, quindi, procedure di valutazione dei

rischi, in modo tale che la transizione verso le energie rinnovabili possa avvenire negli aeroporti in modo sicuro e conciliandosi con la crescente massa di traffico che caratterizza i principali scali europei [70].

Le destinazioni nell'intorno della pista d'atterraggio (RWY – Runway) sono tutte classificate attraverso l'individuazione di aree terrestri e aeree in modo da stabilirne gli usi. Di particolare rilevanza per gli impianti oggetto di questa tesi sono le cosiddette superfici libere da ostacoli (OFZ – obstacle free zone): sono volumi di spazio il cui scopo è tutelare la sicurezza degli aeromobili in fase di decollo e atterraggio, pertanto devono essere mantenute sgombre da oggetti che potrebbero creare pericolo per gli aeromobili durante le manovre delicate della fase di volo. [71] Il documento stilato da ENAC "Regolamento per la costruzione e l'esercizio degli aeroporti" [72] al capitolo 12.1 individua i *Pericoli per la Navigazione Aerea*. Rientrano tra queste le attività che comportano riduzioni o distorsioni della visione, interferenza con gli apparati di radioassistenza o richiamo per la fauna selvatica. La realizzazione di opere, piantagioni o l'esercizio delle attività successivamente definite che possono costituire richiamo per la fauna selvatica nelle zone da sottoporre a limitazione è soggetta ad autorizzazione da parte dell'ENAC. In caso di opere, piantagioni e attività già esistenti sulle aree successivamente definite, ENAC può ordinare, con provvedimento motivato, che le stesse siano abbattute o eliminate qualora non siano compatibili con la sicurezza della navigazione aerea e non sia stato possibile mitigarne gli effetti ad un livello di sicurezza ritenuto accettabile dall'ENAC.

Le aeree da sottoporre a limitazione sono quelle interessate dalle superfici di avvicinamento, di decollo ed orizzontale interna ed esterna:

- manufatti con finiture esterne riflettenti ed impianti fotovoltaici;
- luci fuorvianti ed emanazioni laser;
- manufatti che per la posizione e dimensione possono interferire con la propagazione delle onde elettromagnetiche degli apparati di navigazione;

La valutazione di compatibilità ostacoli comprende la verifica delle potenziali interferenze dei nuovi impianti e manufatti con le superfici, come definite dal Regolamento ENAC per la Costruzione ed Esercizio Aeroporti (superfici limitazione ostacoli, superfici a protezione degli indicatori ottici della pendenza dell'avvicinamento, superfici a protezione dei sentieri luminosi per l'avvicinamento) e, in accordo a quanto previsto al punto 1.4 Cap. 4 del citato Regolamento, con le aree poste a protezione dei sistemi di comunicazione, navigazione e radar (BRA- Building Restricted Areas) e con le minime operative delle procedure strumentali di volo (DOC ICAO 8168).

Devono essere sottoposti all'iter valutativo i nuovi impianti/manufatti e le strutture che ricadono nei primi 200 m del Settore 3, indipendentemente dalla loro altezza, anche se al disotto del piano inclinato 1.2%. Dopo detta distanza dovrà essere sottoposto all'iter valutativo solo ciò che risulta penetrare il piano inclinato 1,2%.



Figura 34: OFZ settore 3

Gli impianti fotovoltaici ricadono dentro queste limitazioni, di conseguenza, dovranno essere sottoposti a valutazione da parte di ENAC. Ad ogni modo sarà cura dell'ENAC, per gli aeroporti di competenza, riassumere i termini dell'istruttoria e comunicare le proprie determinazioni agli interessati ai fini della salvaguardia delle operazioni aeree civili.

Manufatti o qualsiasi ostacolo esistente che forano la OFZ devono, per quanto praticabile, devono essere rimossi, fatta eccezione del caso in cui è dimostrato all'ENAC con studi aeronautici che il manufatto o qualsiasi ostacolo è in ombra rispetto a un esistente manufatto inamovibile oppure è dimostrato che questo non influisce negativamente sulla sicurezza delle operazioni o sulla regolarità delle stesse.

La OFZ contiene la Runway strip ovvero quell'area definita, che include la pista e la stopway, destinata a:

- ridurre il rischio di danni per gli aeromobili che dovessero uscire di pista e
- proteggere gli aeromobili che sorvolano quest'area durante le operazioni di decollo e atterraggio.

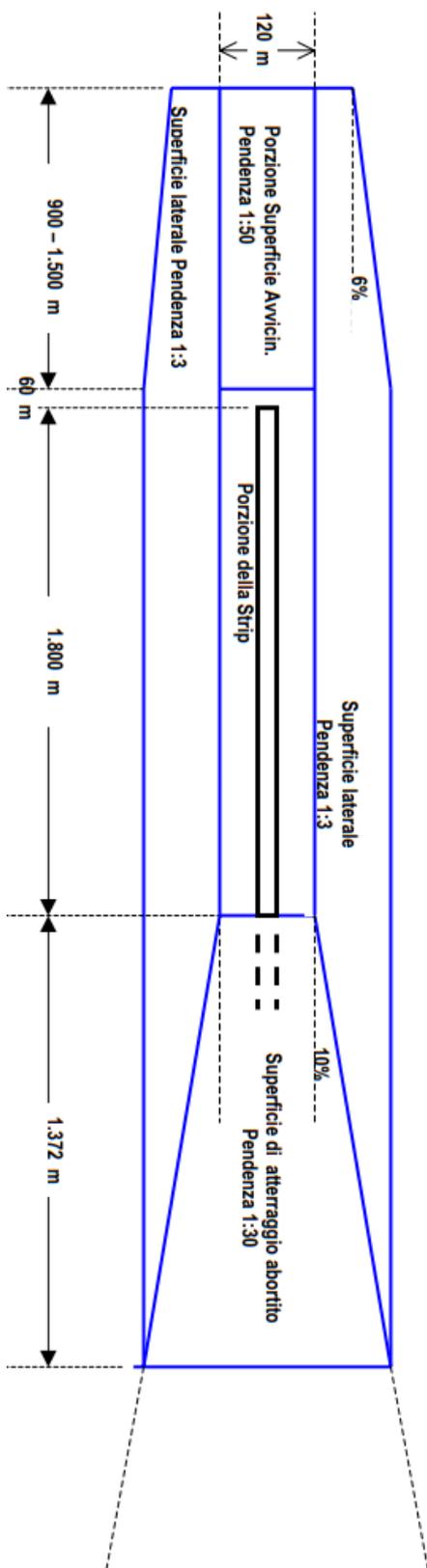


Figura 35: Zone libere da ostacoli (OFZ-obstacle free zone)

2.4 L'abbagliamento come principale problema

Le Linee guida dell'ENAC sottolineano come l'abbagliamento sia la principale criticità derivante dalla realizzazione di impianti fotovoltaici in ambito aeroportuale. Il glossario della Commission Internationale de l'Eclairage (Cie) definisce abbagliamento "quella condizione visiva in cui si determina *discomfort* o riduzione della capacità di vedere oggetti significativi o entrambe le situazioni, a causa di una scorretta distribuzione di luminanze o di eccessivi contrasti di luminanza che si verificano nello spazio o nel tempo [73]. L'abbagliamento consiste in una sensazione visiva determinata da una distribuzione sfavorevole delle luminanze o da contrasti eccessivi di luminanze nel campo visivo [74].

Le classificazioni correnti distinguono tra abbagliamento diretto e abbagliamento indiretto. Il primo è provocato direttamente dalle sorgenti luminose e colpisce direttamente la fovea [75]; il secondo è una conseguenza dalla riflessione della luce su oggetti e superfici che fanno da specchio e incide su zone più periferiche [76]. La misurazione avviene nelle due direzioni di vista (trasversale e longitudinale alla fonte luminosa) [77]. La tabella seguente evidenzia i valori dell'abbagliamento diretto dovuti a luce artificiale diretta.

<i>Entità dell'abbagliamento diretto</i>	UGR
Intollerabile	> 28
Quasi intollerabile	28 (es. sottopassi ferroviari)
Fastidioso	25 (es. lavori grezzi industriali)
Quasi fastidioso	22 (es. lavori fini industriali)
Appena accettabile	19 (es. uffici)
Accettabile	16
Percepibile	13
Appena percepibile	10

Figura 36: La gradazione dell'abbagliamento diretto

L'abbagliamento indiretto, come si è già ricordato, è determinato da superfici troppo riflettenti (come nel caso dei campi fotovoltaici o delle facciate specchiate degli edifici),

consistenti in superfici speculari o semi diffuse. Le superfici speculari sono i piani nelle quali l'angolo del raggio incidente e l'angolo di riflessione sono uguali. Le superfici diffuse o semidiffuse sono invece quelle in cui la riflessione dà origine a più raggi con direzioni differenti.

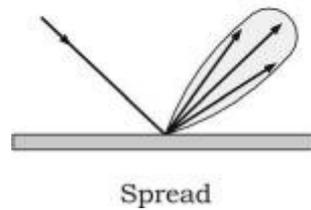
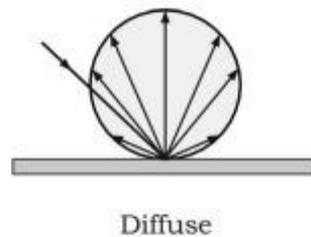
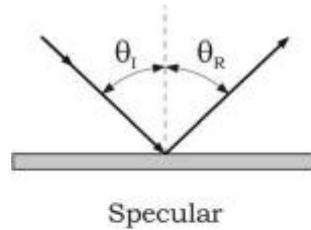


Figura 37: Tipi di riflessione

La riflessione può dare luccichio, cioè a un momentaneo lampo di luce (*glint*) o a una luminosità continua ed eccessiva (*glare*). Esso, inoltre, può generare l'*after-image*, o immagine residua, un'illusione ottica che genera un'immagine relativa a un oggetto ma che persiste nella visione anche quando l'esposizione ad esso è cessata.



Figura 38: Riflessione dei moduli a bordo pista
Fonte: [90]

Le Lenze guida dell'ENAC ricordano come l'abbagliamento possa avere due conseguenze di tipo fisiologico. Nel caso dell'abbagliamento debilitante si ha "un peggioramento istantaneo, temporaneo, ma reversibile delle funzioni visive". Se è invece infastidente, "provoca un senso di disagio che non determina inabilità visiva, ma disturbi astenopeici e difficoltà di concentrazione e aumento delle probabilità di errore" [78]. Una seconda classificazione fa riferimento, invece, all'intensità del disturbo visivo. Si distingue tra un abbagliamento perturbatore (disability glare), che impedisce di vedere oggetti o dettagli, senza però comportare discomfort, e abbagliamento molesto (discomfort glare), che causa discomfort ma non impedisce necessariamente la visione di oggetti o dettagli. L'abbagliamento determinato dagli impianti fotovoltaici a terra o inglobati agli edifici dello scalo rappresentano, come si è detto, una rilevante criticità. Sukumaran e Sudhakar [79] hanno sottolineato la necessità di un'analisi computerizzata del possibile abbagliamento prima dell'installazione di moduli fotovoltaici negli spazi aeroportuali. Anurag et al. [80] hanno rilevato che l'abbagliamento è uno dei principali ostacoli all'implementazione di un sistema solare fotovoltaico in aeroporto, dal momento che "la gravità e la probabilità di tale fenomeno rappresentano una criticità soprattutto nelle fasi di decollo e atterraggio". Mostafa e Zobaa [81] hanno rilevato come, nonostante la pericolosità del fenomeno, siano relativamente pochi gli studi relativi alla valutazione dell'abbagliamento da impianto fotovoltaico in un aeroporto che utilizzino un software di previsione computazionale.

Per evitare situazioni di pericolo, la Federal Aviation Administration (FAA) ha pubblicato le *Technical guidance for evaluating selected solar technologies at airports*, nell'ambito delle quali sono stabiliti alcuni principi costruttivi in grado di eliminare o ridurre il fenomeno

dell'abbagliamento [82]. Secondo il documento, lo sviluppatore del progetto deve dimostrare che il sistema soddisfa due standard:

- nessun rischio di abbagliamento nella Torre di Controllo del Traffico Aeroportuale (ATCT)
- nessun rischio di abbagliamento o un basso rischio di immagine residua lungo la traiettoria di volo

Ne deriva che i pannelli solari devono essere scelti in modo da avere un fattore di riflettività molto basso (molto inferiore, in particolare, a quello della maggior parte degli oggetti presenti negli aeroporti, come le automobili parcheggiate e gli specchi d'acqua nelle vicinanze). A loro volta le Linee guida dell'ENAC sottolineano come il "Regolamento per la Costruzione e l'Esercizio degli Aeroporti" preveda la necessità di valutare se nel sedime aeroportuale e nelle aree adiacenti (fino a sei chilometri dalla soglia pista) vi siano elementi in grado di riflettere la luce solare o proveniente da altre fonti, determinando abbagliamenti che possono ridurre o alterare la visione degli operatori di controllo del traffico aereo e dei piloti.

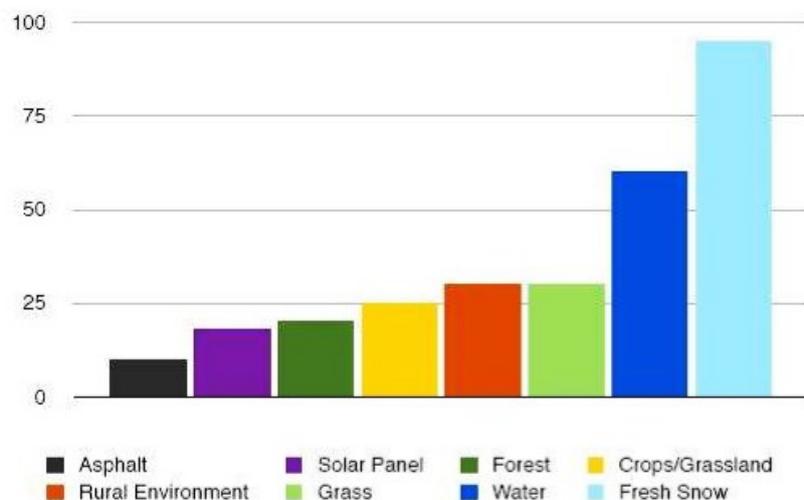


Figura 39: Comparazione tra la riflessione di diverse superfici

Per quanto riguarda i moduli, la riflessione dipende molto dall'angolo di incidenza. Un modulo che assorbe il 90% della componente diretta può riflettere fino al 60% quando non è rivolto direttamente al sole. Questo si verifica ad esempio al tramonto o all'alba per moduli a bassa inclinazione. È dunque vero che i moduli hanno una bassa riflettanza, tuttavia, va considerato che la riflessione è bassa solo quando i moduli sono rivolti

direttamente verso il sole, e questo è vero solo durante pochi minuti della giornata. Di conseguenza la scelta di moduli a bassa riflettanza è fondamentale ma non sufficiente per risolvere il problema dell'abbagliamento.

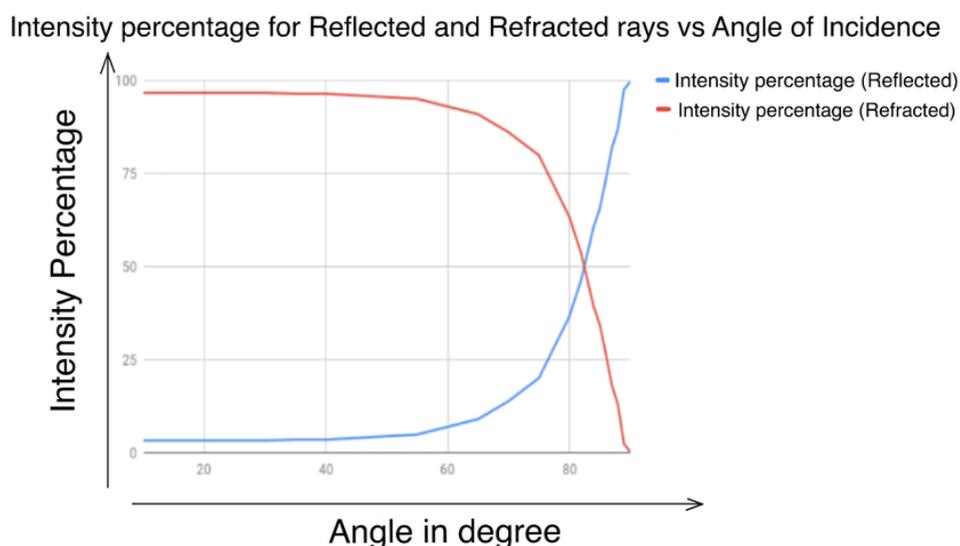


Figura 40: Riflessione e rifrazione di un modulo PV in funzione dell'angolo di incidenza

L'eliminazione di questi elementi [83], o in alternativa la loro mitigazione [84], sono considerati un obbligo degli Enti locali e dei gestori aeroportuali. In fase preventiva, inoltre, è necessario richiedere (e ottenere) un parere autorizzatorio dell'ENAC circa la compatibilità aeronautica e il livello di sicurezza degli impianti fotovoltaici.

Le linee guida dell'ENAC prevedono che le autorità aeroportuali effettuino, mediante un professionista abilitato, una valutazione dell'impatto visivo degli impianti fotovoltaici collocati nell'area dello scalo. Viene fatto notare, in particolare che la capacità riflettente dei pannelli è simile a quella del vetro o di uno specchio d'acqua, presentando quindi un'intensità di riflessione variabile tra il 2% e il 50% della luce incidente. L'angolo visuale della valutazione deve essere quello degli operatori aeroportuali, vale a dire la postazione dei controllori di volo e quella dei piloti dei velivoli in fase di volo, di decollo, di atterraggio e di circuitazione. L'analisi, inoltre, deve prendere in considerazione metodologie diverse, in considerazione del fatto che l'esperienza maturata sugli impianti fotovoltaici aeroportuali è relativamente recente [85].

L'analisi deve prendere in considerazione l'indice di riflessività dei pannelli e la loro capacità di generare riflessi diretti o diffusi che possano interferire sulle operazioni aeronautiche. Le Linee guida ricordano, infatti, che *“i pannelli solari sono costruiti con materiali scuri che assorbono la luce e ricoperti da un rivestimento antiriflesso progettato per massimizzare l'assorbimento e ridurre al minimo la riflessione. Tuttavia, le superfici in vetro dei sistemi solari fotovoltaici e collettori solari (ACS) riflettono anche la luce solare in*

misura diversa durante il giorno e l'anno" [86]. La valutazione della riflessività deve fare riferimento, inoltre, ad analisi geometriche che tengano conto del percorso solare e che definiscano le aree di riflessione nelle diverse ore del giorno. Questa metodica è oggi attuabile mediante i software e gli algoritmi di calcolo che simulano l'ambito di incidenza e la riflessione della luce. Inoltre, i pacchetti di calcolo più sofisticati analizzano le riflessioni multiple che intercorrono tra le superfici [87]. L'illuminazione finale di un ambiente è determinata, infatti, dall'interazione tra le superfici e l'emissione luminosa. La luminosità può arrivare, cioè, direttamente dalla sorgente luminosa (illuminazione diretta) o indirettamente attraverso uno o più "rimbalzi" sulle altre superfici (illuminazione indiretta). I modelli di illuminazione globale sono in grado di calcolare fenomeni come le riflessioni multiple, verificando nel dettaglio tutte le possibili riflettività che possono interessare la torre di controllo e la cabina degli aerei in volo o in manovra [88].

La valutazione deve prendere in considerazione pertanto il diagramma solare, vale a dire il percorso del sole nel corso della giornata, e le diverse componenti dell'impianto fotovoltaico. Inoltre, devono essere calcolati con precisioni tutti i diversi angoli visuali degli operatori attivi nell'aeroporto. Questa correlazione permette di calcolare gli effetti di luccichio (glint) o del bagliore (glare). Le situazioni di pericolo si creano nel caso in cui l'abbagliamento si collochi entro i 50-60 gradi dalla linea di vista dell'operatori. In questo caso, infatti, esso deve essere considerato un pericolo per la sicurezza, in quanto impatta con il "campo visivo utile" [89]. Nei maggiori aeroporti viene utilizzato il Forge Solar (glare prediction software) per individuare la posizione ottimale dei moduli dell'impianto fotovoltaico. Questo approccio permette di realizzare rotte di volo prive di qualsiasi tipo di abbagliamento, selezionando le aree dello scalo caratterizzate da un indice di abbagliamento di color verde (corrispondente a un basso potenziale di after-image) e quelle con un indice di abbagliamento di colore giallo (indicante un potenziale di after-image).



Figura 41: Esempio di parametri di input del software ForgeSolar e caratterizzazione del sito

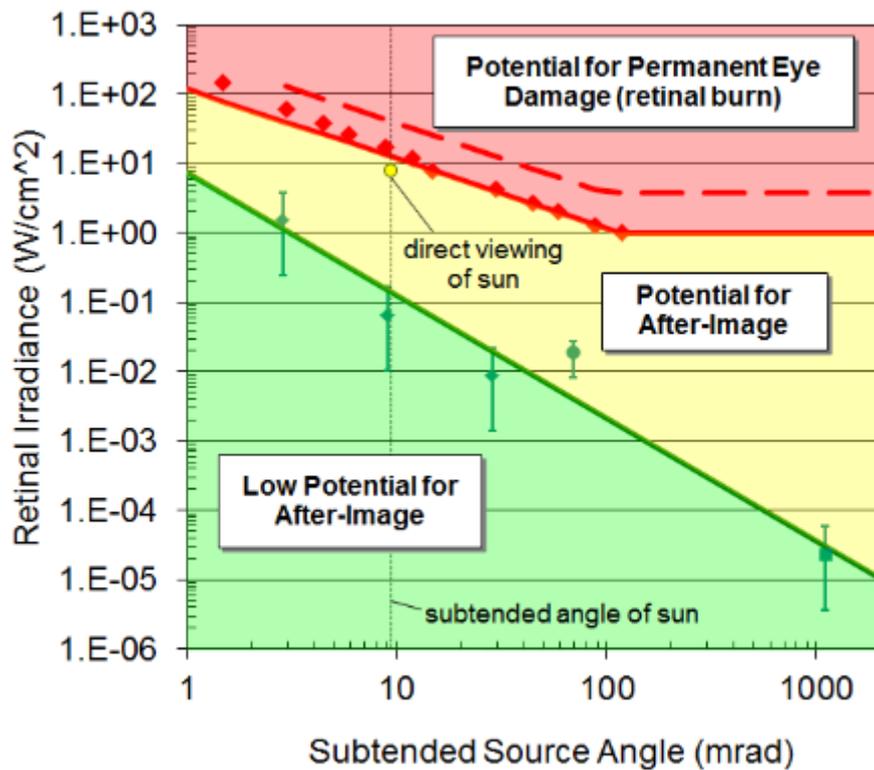


Figura 42: Diagramma del rischio di abbagliamento

Il tema della sicurezza sta assumendo una rilevanza sempre maggiore. Del resto, gli impianti fotovoltaici aeroportuali si stanno diffondendo in tutto il mondo e il principale ostacolo nell'esecuzione di tali progetti è rappresentato proprio dal possibile impatto dell'abbagliamento del campo fotovoltaico, in grado di compromettere la visibilità dei piloti e del personale aeroportuale.

Capitolo 3

L'energia solare

Il Sole, con la sua temperatura superficiale di 5777 K, è la stella al centro del nostro sistema solare ed è composto principalmente da idrogeno, che costituisce circa tre quarti della sua massa totale, e da elio che ne costituisce circa un quarto. Il restante della massa è costituito da altri elementi presenti in quantità molto minori, che insieme rappresentano poco meno del due per cento della massa complessiva. Questi elementi includono carbonio, azoto, ossigeno, neon, magnesio, silicio, zolfo e ferro e oltre 50 altri elementi sono presenti in tracce minime [91].

L'energia solare che raggiunge la Terra è significativa anche dopo aver attraversato i milioni di chilometri dell'atmosfera terrestre: la densità di potenza della radiazione che giunge al di fuori dell'atmosfera terrestre, misurata su un piano ortogonale ai raggi solari è di circa 1367 W/m^2 , questo valore è detto "costante solare" (G_{sc}).

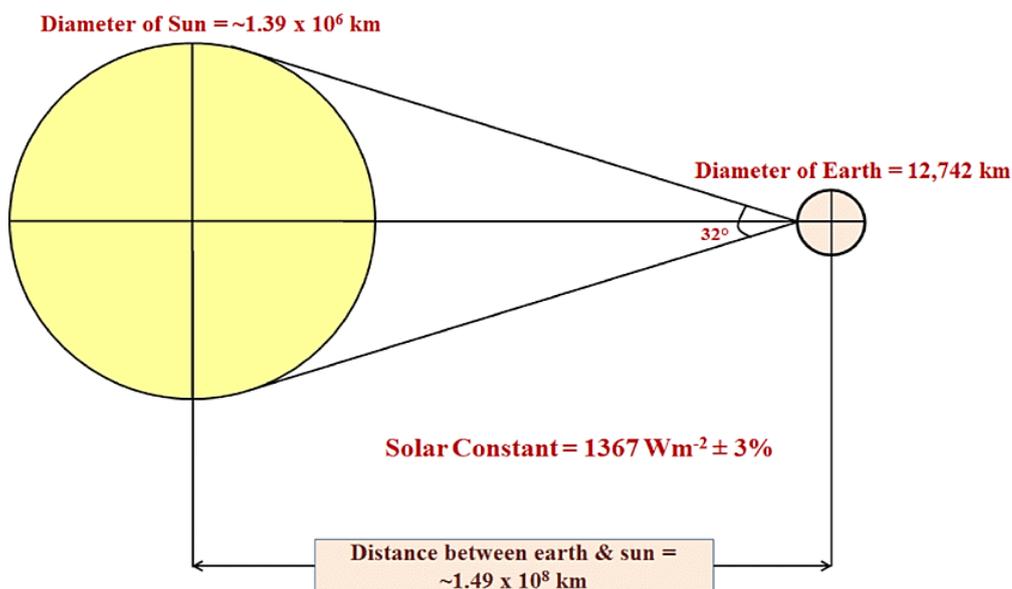


Figura 43: Proporzioni Sole-Terra

Tenendo conto del fatto che solo metà della Terra è esposta al Sole, la costante solare è il valore totale di potenza incidente sulla superficie diametrale della sfera:

$$A_d = \pi r^2$$

Per calcolare il valore di potenza media distribuita su tutta la superficie è necessaria una semplice considerazione geometrica tra superficie diametrale e superficie esterna di una sfera:

$$A_{terra} = 4\pi r^2 = 4A_d$$

Dunque, la potenza media distribuita su tutta la superficie ammonta a circa 342 W/m^2 . Sebbene questo valore venga generalmente considerato fisso, nella maggior parte delle applicazioni non può essere considerato tale, infatti, a causa dell'orbita ellittica della Terra intorno al Sole provoca una variazione della distanza Sole-Terra portando a una variazione di potenza di circa il $\pm 3\%$.

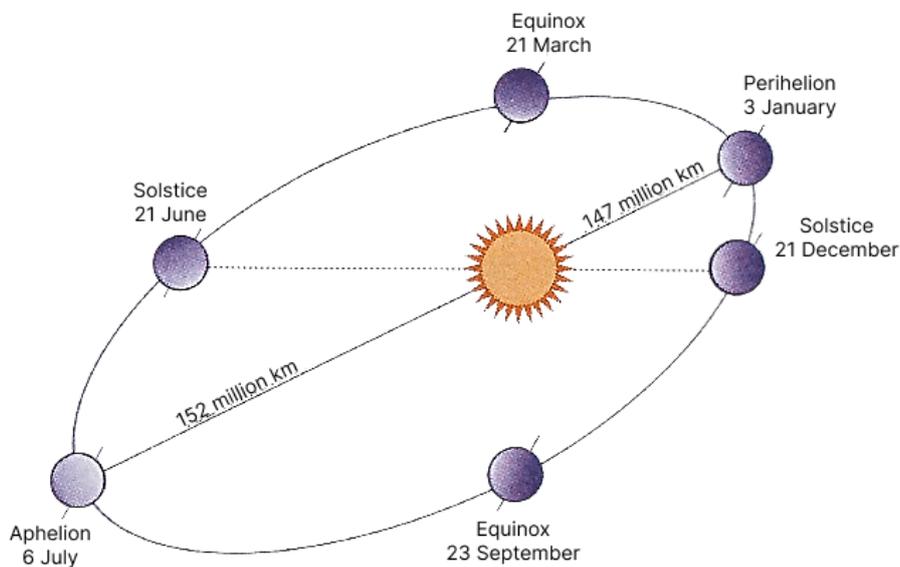


Figura 44: Orbita terrestre

La distanza media terra-sole di $1,496 \times 10^{11} \text{ m}$ è definita come un'unità astronomica (1 UA). Il percorso che la terra compie intorno al Sole è leggermente decentrato, il che fa sì che la terra sia più vicina al Sole nel solstizio d'inverno (perielio) a una distanza di $1,471 \times 10^{11} \text{ m}$, e più lontana dal Sole nel solstizio d'estate (afelio) a una distanza di $1,521 \times 10^{11} \text{ m}$.

Dunque, durante il perielio, la terra è circa il 3,3% più vicina, e l'intensità solare è proporzionale all'inverso del quadrato della distanza, il che fa sì che l'intensità solare il 21 dicembre sia circa il 7% più alta rispetto al 21 giugno. Dunque, il 3 gennaio, la radiazione solare sul margine esterno dell'atmosfera terrestre è di circa 1400 W/m^2 , viceversa quando è più lontano, il 4 luglio, è di circa 1330 W/m^2 .

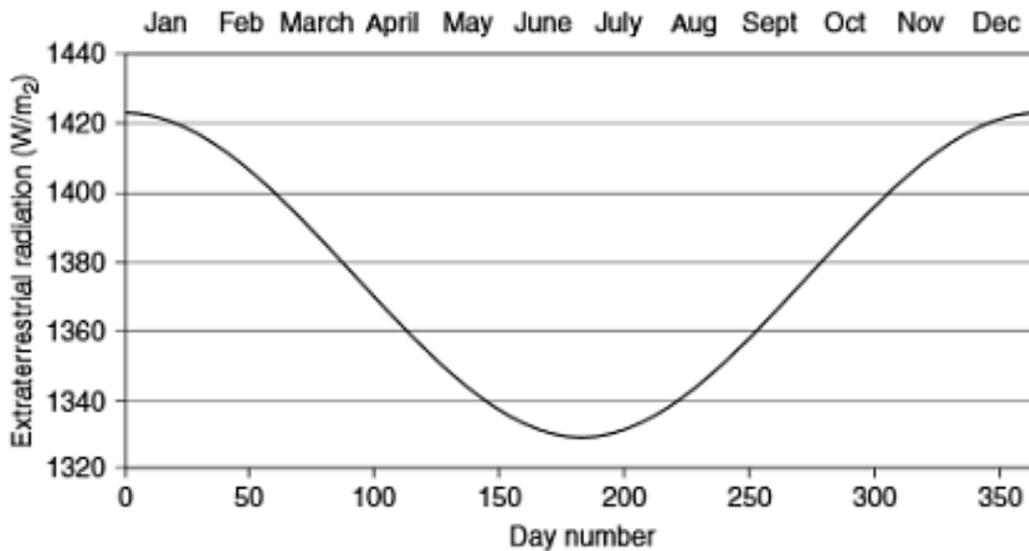


Figura 45: Variazione della radiazione extraterrestre durante l'anno

La radiazione solare copre l'intero spettro elettromagnetico, dai raggi gamma e raggi X attraverso la radiazione ultravioletta, visibile e infrarossa fino alle microonde e alle onde radio. Misurata al di sopra dell'atmosfera, circa il 9% dell'energia solare si trova sottoforma di radiazione ultravioletta ($\lambda \leq 0,4 \mu\text{m}$), circa il 38% è nella regione visibile ($0,4 \mu\text{m} \leq \lambda \leq 0,7 \mu\text{m}$) e circa il 53% si trova nell'infrarosso vicino ($0,7 \mu\text{m} \leq \lambda \leq 4 \mu\text{m}$) [92] [96].

Complessivamente, l'intero spettro al di fuori dell'atmosfera misurata su un piano normale alla radiazione solare G_{on} varia durante l'anno con la seguente equazione [95]:

$$G_{on} = G_{sc} \left[1 + 0.033 \cos \left(360 * \frac{N}{365} \right) \right]$$

Dove:

G_{sc} = solar constant [W/m^2]

N = Day number

C'è anche un'altra variazione nella costante solare dovuta ad una variazione della luminosità del Sole stesso, piccola. Questa variazione è stata misurata dai radiometri a bordo di numerosi satelliti a partire dalla fine degli anni '70.

3.1 La posizione del sole

La conoscenza della posizione solare nel cielo è fondamentale per calcolare la radiazione solare incidente sulla superficie captante, e in generale per calcolare in modo ottimale la disposizione dei moduli. Individuando la posizione dell'osservatore sulla terra, ovvero dalla latitudine e longitudine, si vuole calcolare l'angolo di declinazione (δ), l'angolo di altezza solare (α) e l'angolo orario (h) in modo da poter descrivere il movimento relativo del sole nella volta celeste.

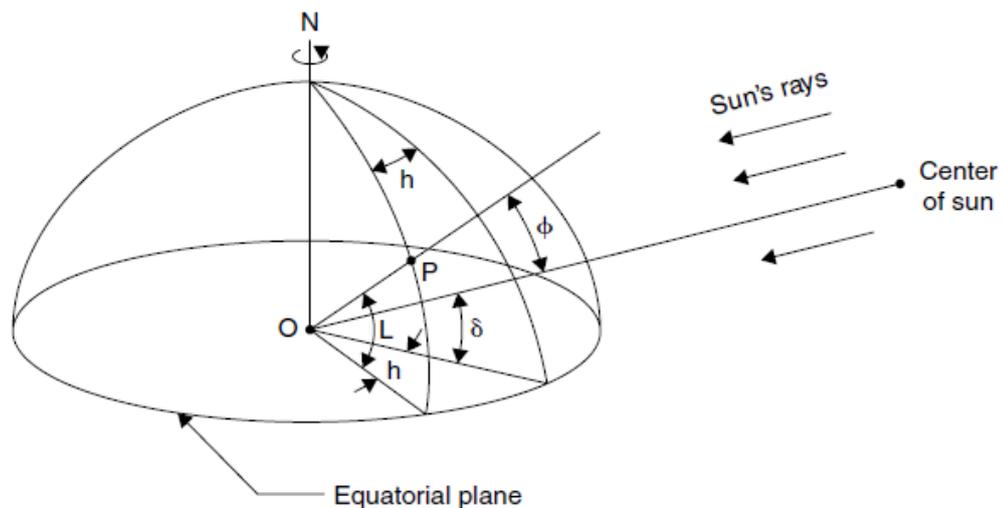


Figura 46: Coordinate solari

Per eseguire i calcoli è essenziale esprimere l'ora del giorno con il tempo solare apparente (AST), basato sul moto apparente del sole all'osservatore: quando il sole attraversa il meridiano dell'osservatore si individua il mezzogiorno solare che, in generale, non coincide con il mezzogiorno locale. È necessario dunque convertire il tempo locale standard (LST) nel tempo solare apparente (AST). In questa correzione ci sono due passaggi: la correzione longitudinale e l'equazione del tempo:

La correzione dovuta all'equazione del tempo (ET) è necessaria perché la durata di un giorno, ossia il tempo necessario alla Terra per compiere una rivoluzione completa attorno al proprio asse rispetto al Sole, non è uniforme durante l'anno. Nel corso dell'anno, la durata media di un giorno è di 24 ore, tuttavia varia a causa dell'eccentricità dell'orbita terrestre e dell'inclinazione dell'asse terrestre rispetto al piano normale della sua orbita. A causa della sua orbita ellittica, la Terra è più vicina al Sole il 3 gennaio (perielio) e più lontana dal Sole il 4 luglio (afelio) pertanto, la velocità di orbita della Terra è più veloce della sua velocità media per metà dell'anno (circa da ottobre a marzo) e più lenta della sua velocità media per l'altra metà dell'anno (circa da aprile a settembre). Di conseguenza, la velocità dell'orbita terrestre non rimane costante durante tutto l'anno, dunque l'ora solare apparente (AST) varia leggermente rispetto all'ora media mantenuta da un orologio che funziona a velocità uniforme, in altre parole l'equazione del tempo tiene in considerazione il fatto che l'intervallo tra due culminazioni successive non è costante.

$$ET = 9.87 * \sin(2B) - 7.53 * \cos(B) - 1.5 * \sin(B)$$

$$B = \frac{360}{365} (N - 81)$$

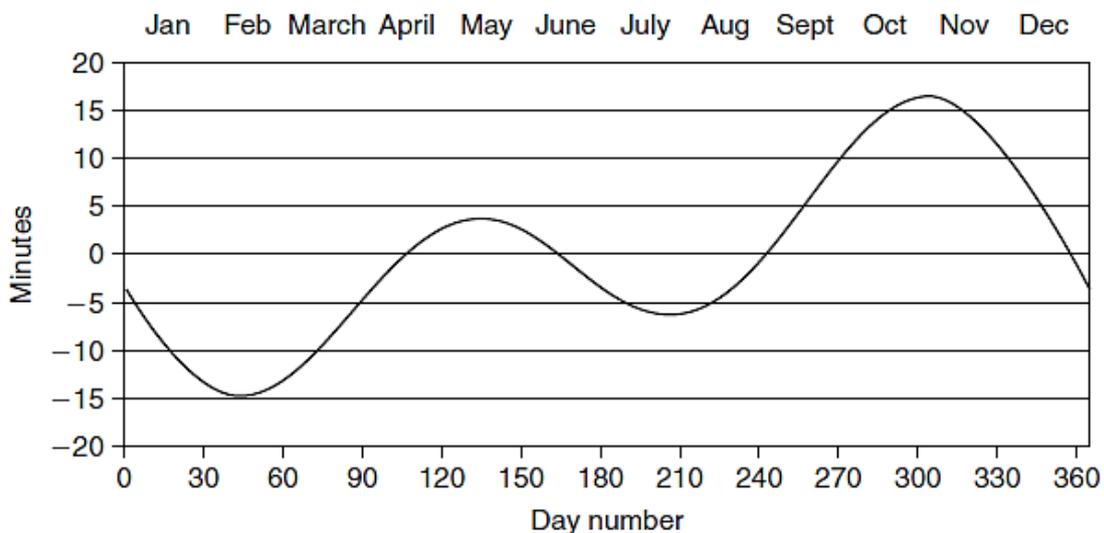


Figura 47: Equazione del tempo durante l'anno

La correzione longitudinale invece rappresenta la differenza tra il meridiano dell'osservatore e il meridiano del tempo standard locale. Di solito, per trovare il meridiano standard locale utilizziamo come punto di riferimento il Tempo Medio di Greenwich (GMT), che ha una longitudine di 0 gradi, e moltiplichiamo la differenza di tempo tra questo e la posizione esaminata per 15, in quanto il sole impiega 4 minuti per attraversare 1° di longitudine.

$$AST - LST = ET \pm 4 * (SL - LL) + DS$$

Dove:

AST = apparent solar time

LST = local standard time

ET = equation of time

SL = standard longitude

LL = local longitude

DS = daylight saving

Il termine relativo al daylight saving tiene in considerazione il periodo dell'anno in cui è adottata l'ora legale, può essere 0 o 60 min.

3.2 Coordinate solari

3.2.1 Angolo di declinazione

L'angolo di declinazione, indicato con δ , è l'angolo compreso tra la congiungente tra il centro del sole e il centro della terra e l'equatore. Varia stagionalmente a causa dell'inclinazione della Terra sul suo asse di rotazione e della sua orbita intorno al sole. Se la Terra non fosse inclinata sul suo asse di rotazione, la declinazione sarebbe sempre 0°, tuttavia, la Terra è inclinata e l'angolo di declinazione varia di più o meno 23,45° e solo

negli equinozi di primavera e autunno l'angolo di declinazione è uguale a 0° . La rotazione della Terra intorno al sole e la variazione dell'angolo di declinazione sono mostrate nell'immagine seguente.

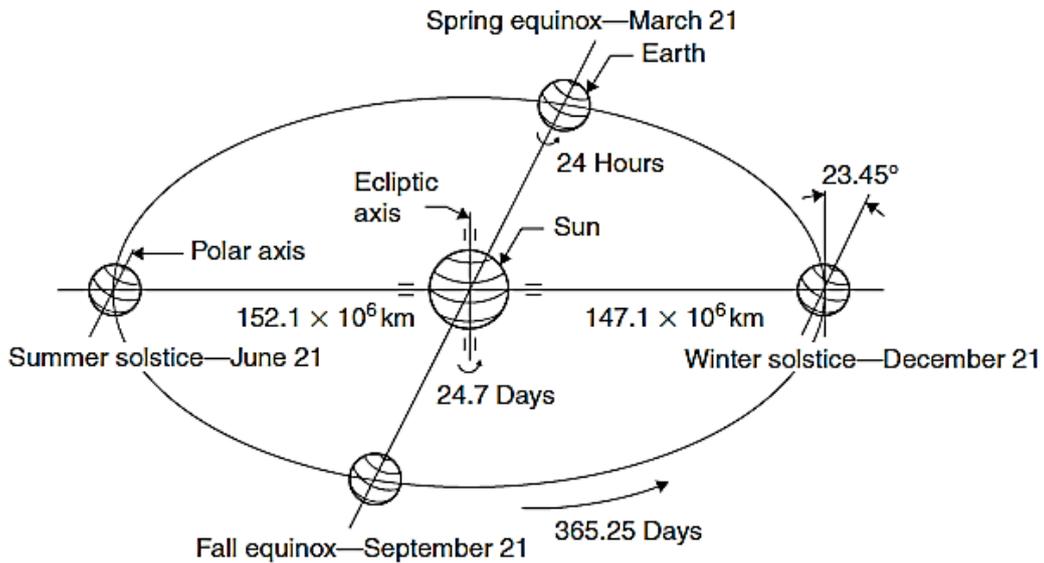


Figura 48: Declinazione durante l'anno

La declinazione è zero negli equinozi (il 22 marzo e il 22 settembre), positiva durante l'estate e negativa durante l'inverno nell'emisfero settentrionale raggiungendo un massimo di $23,45^\circ$ il 22 giugno (solstizio d'estate nell'emisfero settentrionale) e un minimo di $-23,45^\circ$ il 21 dicembre (solstizio d'inverno nell'emisfero settentrionale).

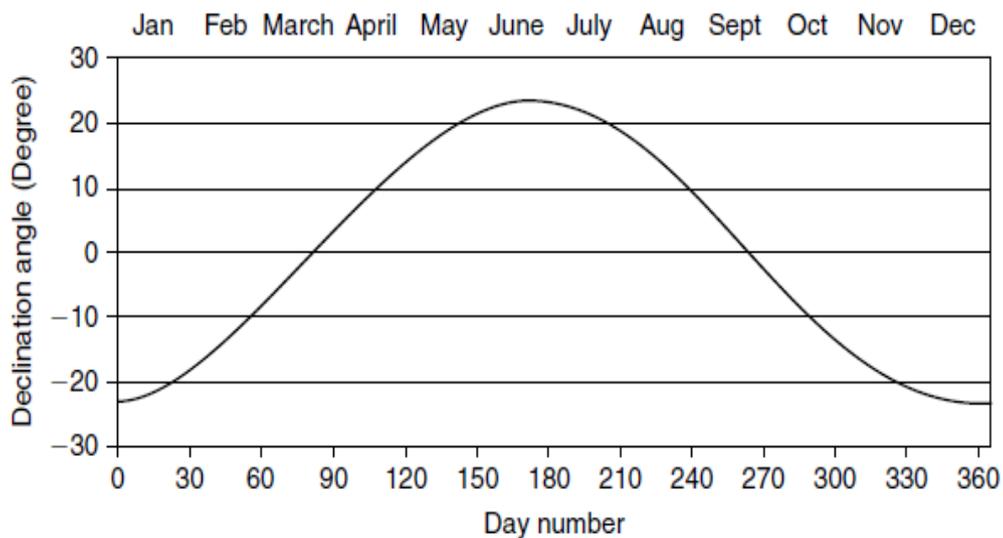


Figura 49: Angolo di declinazione durante l'anno

La declinazione (δ) espressa in gradi per qualsiasi giorno dell'anno (N) può essere calcolata mediante l'equazione:

$$\delta = 23.45 \left[\frac{360}{365} (284 + N) \right]$$

Table 2.1 Day Number and Recommended Average Day for Each Month

Month	Day number	Average day of the month		
		Date	N	δ (deg.)
January	i	17	17	-20.92
February	$31 + i$	16	47	-12.95
March	$59 + i$	16	75	-2.42
April	$90 + i$	15	105	9.41
May	$120 + i$	15	135	18.79
June	$151 + i$	11	162	23.09
July	$181 + i$	17	198	21.18
August	$212 + i$	16	228	13.45
September	$243 + i$	15	258	2.22
October	$273 + i$	15	288	-9.60
November	$304 + i$	14	318	-18.91
December	$334 + i$	10	344	-23.05

Figura 50: Numero del giorno e media per ogni mese

3.2.2 Angolo orario (h)

L'Angolo orario converte il Tempo Solare Locale (LST) nel numero di gradi attraverso i quali il sole si sposta nel cielo. Per definizione, l'angolo orario è di 0° al mezzogiorno solare e poiché la Terra ruota di 15° all'ora, ogni ora dopo e prima del mezzogiorno solare corrisponde a un movimento angolare del sole nel cielo di 15° . Al mattino, l'angolo orario è negativo, mentre nel pomeriggio è positivo.

$$h = (AST - 12) * 15$$

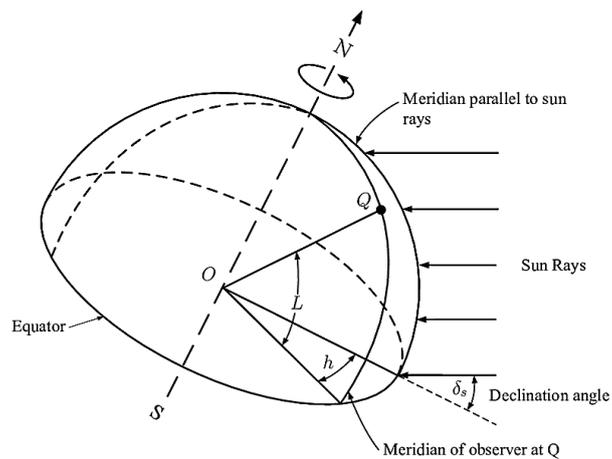


Figura 51: Coordinate orarie

3.2.3 Solar height angle (α)

L'angolo di elevazione (α) rappresenta la posizione angolare del sole sopra misurata rispetto all'orizzontale. Questo è correlato all'angolo di Zenith (Φ) che è l'angolo tra i raggi solari e la verticale. Questi due angoli sono complementari, quindi il coseno di uno corrisponde al seno dell'altro e viceversa ed entrambi possono essere calcolati con la stessa formula.

$$\sin(\alpha) = \cos(\phi) = \sin(L) \sin(\delta) + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h)$$

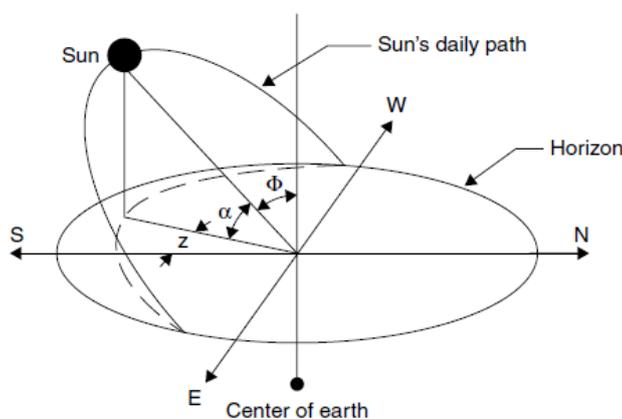


Figura 52: Coordinate altzimutali

3.2.4 Azimuth angle (z)

L'angolo di azimut solare, indicato con z , rappresenta lo spostamento angolare della radiazione diretta su un piano orizzontale rispetto al sud. Lo spostamento verso est è negativo, mentre quello verso ovest è positivo e può assumere valori compresi rispettivamente tra -180° e 180° . A mezzogiorno solare il sole è sempre direttamente a sud nell'emisfero settentrionale e direttamente a nord nell'emisfero meridionale. L'angolo di azimut varia durante il giorno a causa del moto di rotazione terrestre, in particolare si ha che durante gli equinozi il sole sorge direttamente a est e tramonta direttamente a ovest, indipendentemente dalla latitudine, rendendo quindi gli angoli di azimut di 90° all'alba e di -90° al tramonto. In generale, tuttavia, l'angolo di azimut varia con la latitudine e la stagione può essere calcolato con l'equazione seguente:

$$\sin(z) = \frac{\cos(\delta)\sin(h)}{\cos(\alpha)}$$

In questo modo possiamo stabilire anche gli orari di alba e tramonto, quindi la durata della giornata. Per definizione all'alba e al tramonto l'elevazione solare α sarà zero, di conseguenza maneggiando l'equazione precedente si trova che:

$$\sin(\alpha) = \sin(0) = 0 = \sin(L)\sin(\delta) + \cos(L)\cos(\delta)\cos(h_{ss})$$

$$\cos(h_{ss}) = -\frac{\sin(L)\sin(\delta)}{\cos(L)\cos(\delta)} = -\tan(L)\tan(\delta)$$

Dunque,

$$H_{ss} = -H_{sr} = \frac{1}{15} \cos^{-1}[-\tan(L)\tan(\delta)]$$

Siccome l'angolo orario (h) al mezzogiorno solare è 0° e ogni 15° corrispondono a un'ora questo significa che la durata della giornata (DL) sarà:

$$DL = 2 H_{ss} = \frac{2}{15} \cos^{-1}[-\tan(L) \tan(\delta)]$$

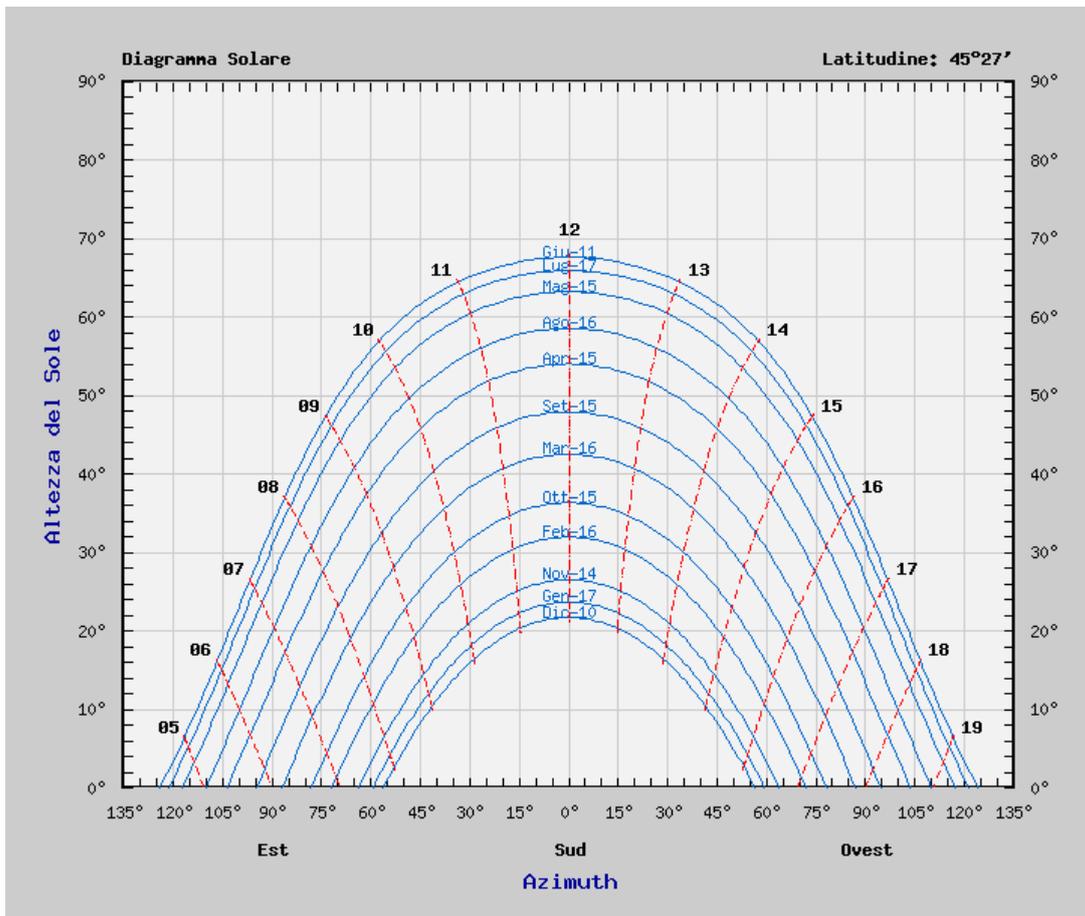


Figura 53: Diagramma solare

Si può vedere dal diagramma solare in fig.10 come durante gli equinozi il sole sorge a Est e tramonti a Ovest, la durata della giornata infatti è di 12 ore. Questo è vero in tutto il mondo perché i raggi solari incidono perpendicolarmente all'asse terrestre.

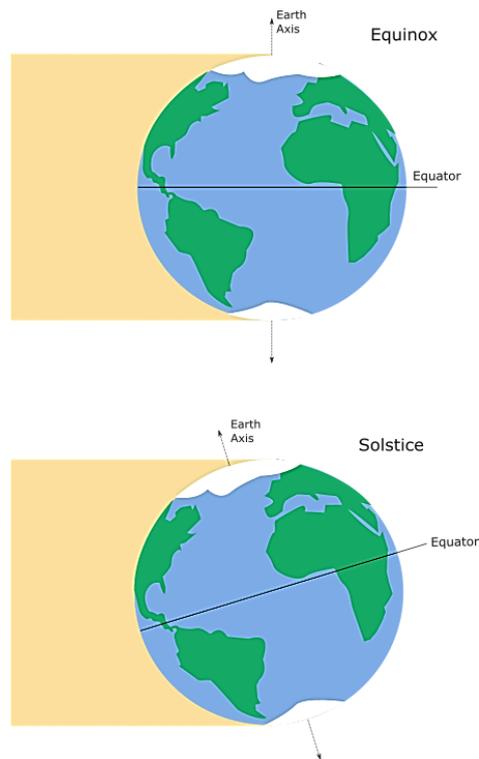


Figura 54: Superficie terrestre irradiata durante gli equinozi e i solstizi

Nei solstizi invece la terra raggiunge la sua massima declinazione, di conseguenza nelle località comprese tra i circoli polari e i poli il sole rimarrà sopra all'orizzonte anche per più di 24 ore intensificandosi più ci si avvicina ai poli dove il sole non tramonta mai per 6 mesi l'anno come si può vedere in fig. 11.

3.2.5 Angolo di incidenza (θ)

L'angolo di incidenza è definito come l'angolo tra i raggi solari e la normale alla superficie generalmente inclinata. Per una superficie orizzontale l'angolo di incidenza θ coincide con l'angolo di zenith Φ .

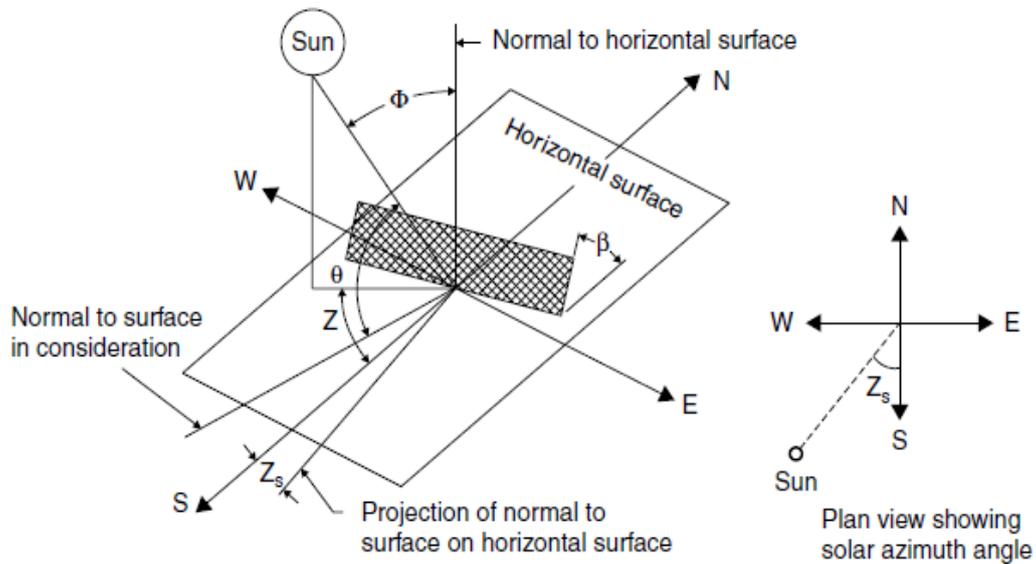


Figura 55: Coordinate altitudinali

L'angolo di incidenza può essere calcolato per una superficie generalmente inclinata con la seguente relazione trigonometrica:

$$\begin{aligned} \cos\theta = & \sin(L) \sin(\delta) \cos(\beta) - \cos(L) \sin(\delta) \sin(\beta) \cos(Zs) \\ & + \cos(L) \cos(\delta) \cos(h) \cos(\beta) \\ & + \sin(L) \cos(\delta) \cos(h) \sin(\beta) \cos(Zs) \\ & + \cos(\delta) \sin(h) \sin(\beta) \sin(Zs) \end{aligned}$$

Dove:

β angolo di inclinazione (tilt) della superficie rispetto all'orizzontale

Zs angolo di azimuth della superficie

3.3 Effetti dell'atmosfera

Nel capitolo precedente è stato descritto il comportamento della radiazione solare al di fuori dell'atmosfera (G_{on}), la quale è piuttosto costante e varia prevalentemente secondo parametri geometrici calcolabili in maniera piuttosto accurata. Tuttavia, per le applicazioni fotovoltaiche è cruciale capire come essa interagisca con l'atmosfera e come ne venga modificata prima di raggiungere il suolo. Una volta che la radiazione penetra nell'atmosfera interagisce con gli elementi che la costituiscono, in questo modo varie lunghezze d'onda vengono selettivamente trasmesse, riflesse o assorbite e lo spettro al suolo risulta diverso da quello al di fuori dell'atmosfera [93].

Circa il 35% dell'energia solare che arriva nella parte superiore dell'atmosfera viene riflessa nello spazio, di questa il 27% è riflessa dalle nuvole, dalle particelle atmosferiche o da superfici terrestri luminose come il mare, il 2% è riflesso dal ghiaccio e dalla neve e il 6% è riflesso da altri componenti dell'atmosfera. Circa il 14% dell'energia viene assorbita nell'atmosfera dal vapore d'acqua, dall'ozono e da altri gas presenti, mentre il 51% attraversa l'atmosfera ed è assorbito dalla superficie terrestre [94].

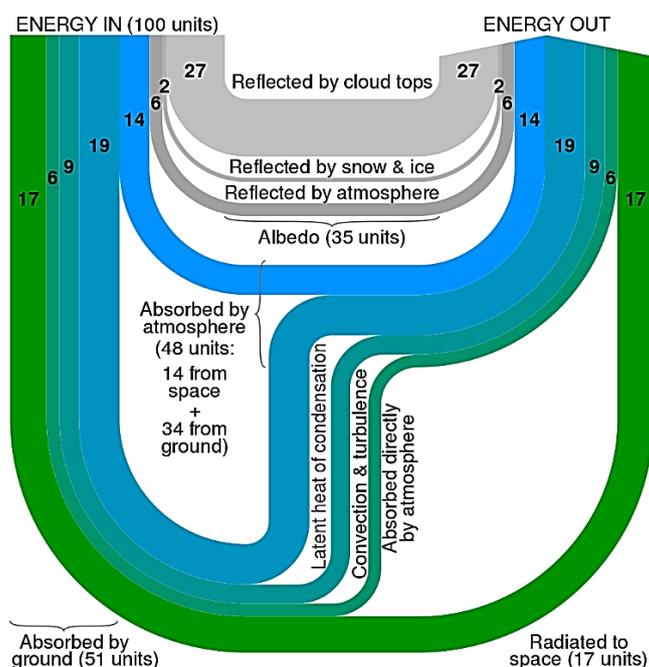


Figura 56: Bilancio radiativo sole-terra

Per capire come mai questo avvenga occorre conoscere innanzitutto i meccanismi fondamentali di interazione tra la luce e la materia. La radiazione solare non è concentrata su una singola lunghezza d'onda ma è distribuita su un ampio spettro di frequenze elettromagnetiche, in modo non uniforme ma seguendo la distribuzione a campana descritta dalla legge di Wien per il corpo nero. Il sole con la sua temperatura superficiale di 5777 K ha un picco massimo di emissione a 500 nm, centrato nella banda del visibile.

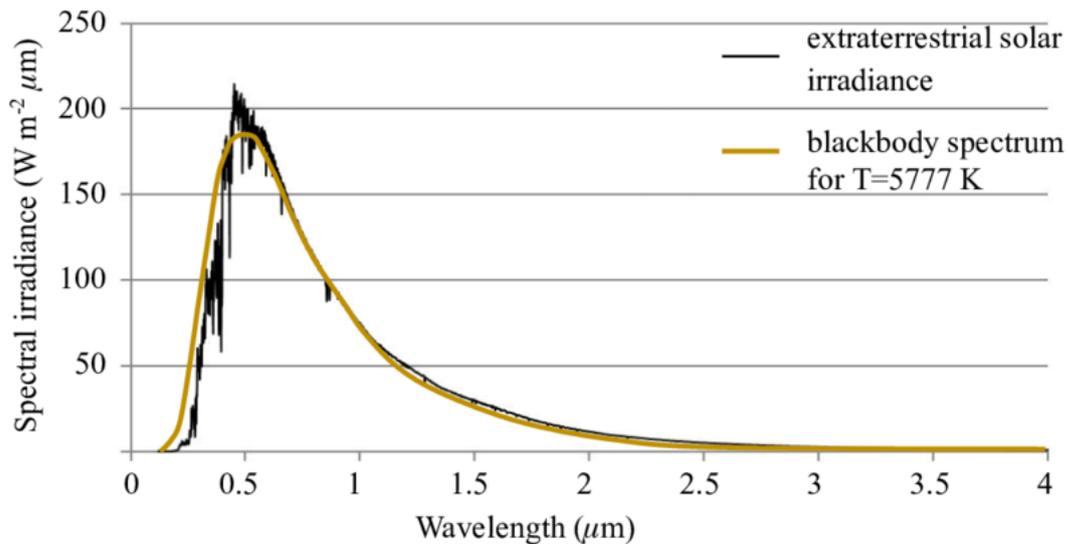


Figura 14: Spettro solare e di corpo nero

L'atmosfera terrestre non è omogenea, contiene infatti vari gas, particelle in sospensione e altro particolato di natura liquida o solida. La radiazione solare attraversandola subisce processi di scattering, assorbimento e riflessione a causa dei costituenti dell'atmosfera stessa [95].

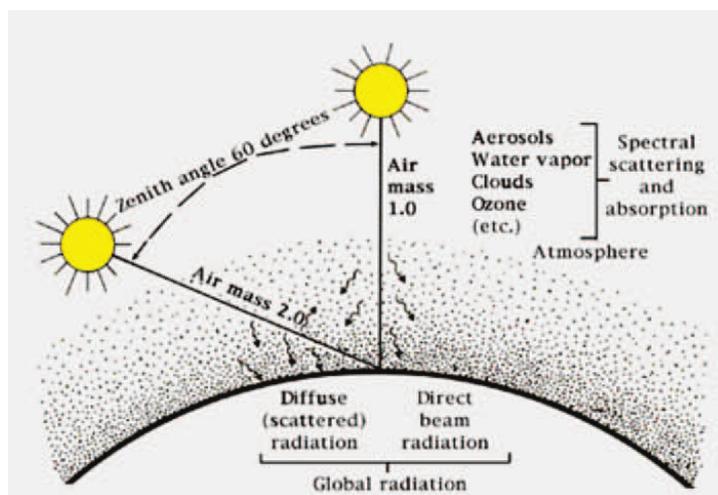


Figura 57: Effetti dell'atmosfera: Diffusione e Assorbimento

Lo **scattering (o diffusione)** della radiazione solare avviene quando la radiazione colpisce oggetti molto piccoli nell'atmosfera terrestre, come molecole d'aria, piccole gocce d'acqua, cristalli di ghiaccio o aerosol (minuscole particelle in sospensione nell'aria), che disperdono la radiazione solare in tutte le direzioni. Non avviene dunque una conversione di energia come nel caso dell'assorbimento, infatti l'energia viene semplicemente dispersa in tutte le direzioni e poiché una parte viene diffusa anche in direzione opposta alla terra la quantità di energia che raggiunge la superficie è ridotta rispetto a quella incidente. Si distinguono due tipi di scattering: **Scattering di Rayleigh** e **Scattering di Mie**.

La dispersione (scattering) di Rayleigh si verifica quando le dimensioni del materiale che disperde la luce sono molto più piccole della lunghezza d'onda della radiazione elettromagnetica incidente ($D/\lambda \ll 1$). La diffusione è inversamente proporzionale alla quarta potenza della lunghezza d'onda (λ^{-4}); più corta è la lunghezza d'onda della radiazione incidente, maggiore è la diffusione della radiazione stessa. Ne è un esempio il colore blu del cielo: La luce nella parte blu dello spettro viene diffusa in modo più intenso rispetto alla parte rossa dalle molecole dell'atmosfera. Questa dispersione mostra una forte dipendenza dalla lunghezza d'onda.

Quando le dimensioni di queste particelle aumentano, la legge λ^{-4} cessa di essere valida, la dispersione è meno selettiva rispetto a λ e dovrebbe essere utilizzata la teoria della diffusione di Mie.

La dispersione di Mie, invece, avviene quando il rapporto tra la dimensione del materiale disperso e la lunghezza d'onda della radiazione elettromagnetica incidente è circa unitario ($D/\lambda \sim 1$). Un esempio comune è la dispersione della luce da parte delle piccole gocce d'acqua nelle nuvole. Questo tipo di diffusione è responsabile dell'aspetto bianco delle nuvole perché le gocce di nuvola diffondono tutte le lunghezze d'onda della luce visibile in tutte le direzioni. Le gocce d'acqua e i cristalli di ghiaccio che compongono le nuvole diffondono la luce in modo uniforme a tutte le lunghezze d'onda e appaiono quindi bianchi.

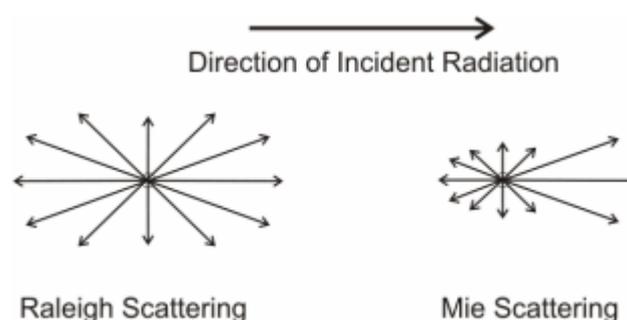


Figura 58: Tipologie di scattering

Le molecole d'aria e gli aerosol diffondono la radiazione solare nell'atmosfera. Le molecole d'aria sono molto più piccole delle lunghezze d'onda della luce visibile che le colpisce pertanto vengono diffuse più lunghezze d'onda blu, più corte, della luce rispetto alle lunghezze d'onda rosse, più lunghe.

La **riflessione (detta anche nonselective scattering)** della radiazione solare avviene quando le dimensioni del materiale sono molto più grandi della lunghezza d'onda della radiazione elettromagnetica incidente ($D/\lambda \gg 1$): la radiazione, quindi, viene inviata riflessa all'indietro (Backscattered) da una superficie. La frazione della radiazione riflessa è conosciuta come albedo. L'albedo varia notevolmente da una posizione all'altra sulla Terra, a seconda del tipo di superficie (ad esempio, terra o acqua), dell'estensione della copertura di neve o vegetazione e dell'angolo della radiazione solare incidente. I ghiacciai e le calotte di ghiaccio hanno alti coefficienti di albedo, riflettendo dall'80% al 90% della radiazione che raggiunge le loro superfici. L'albedo delle nuvole invece varia a seconda del loro spessore, con un albedo medio del 55%, mentre l'acqua riflette una più modesta quantità di radiazione solare.

L'assorbimento è diverso dalla diffusione e dalla riflessione, perché più che un cambiamento nella direzione comporta una conversione della radiazione elettromagnetica in energia termica, che viene a sua volta riemessa nello spettro dell'infrarosso.

Dunque, l'atmosfera non è inerte nei confronti della radiazione solare che, attraversandola infatti subisce processi di scattering e assorbimento da parte dei costituenti dell'atmosfera stessa (es. O_3 , O_2 , CO_2 , H_2O , particulate matter etc.), che modificano lo spettro solare incidente sia in termini di quantità che di qualità, a seconda della lunghezza d'onda, del tipo e delle dimensioni delle particelle presenti nell'atmosfera. Ad esempio, l'ozono O_3 assorbe fortemente nella radiazione UV nell'intervallo di lunghezze d'onda compreso tra $\lambda=0,20 \mu m$ e $0,29 \mu m$. L'assorbimento dell' O_2 invece avviene in una banda molto stretta centrata su $0,76 \mu m$. Le bande di assorbimento dovute al vapore acqueo sono distintamente visibili nell'intervallo tra $0,7 \mu m$ e $2,2 \mu m$ e la CO_2 e il vapore acqueo assorbono fortemente la radiazione termica nell'intervallo di lunghezze d'onda superiore a $2,2 \mu m$. Sulla superficie terrestre circa il 3% della radiazione è nell'ultravioletto, il 42% è nella regione visibile e il 55% è nell'infrarosso. Dunque, mentre la radiazione solare attraversa l'atmosfera, alcuni gas come l'ozono, il biossido di carbonio e il vapore acqueo assorbono i fotoni incidenti, creando picchi di assorbimento nelle curve spettrali, lasciando regioni di spettro meno influenzate, le cosiddette "atmospheric windows".

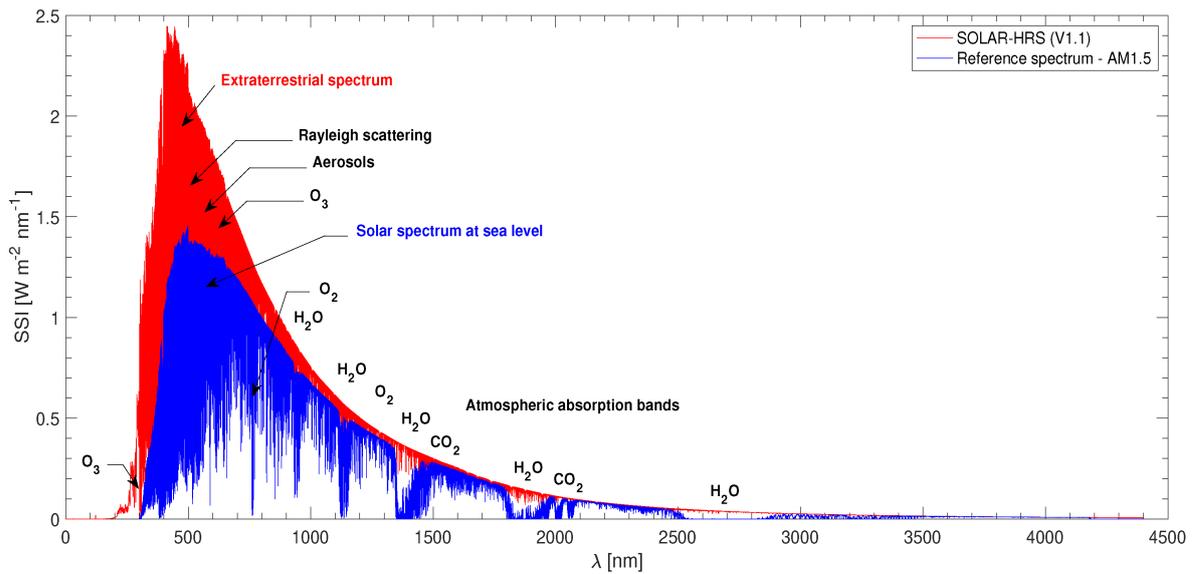


Figura 59: Spettro di assorbimento dell'atmosfera (Atmospheric Windows)

L'incertezza riguardo alla concentrazione dei gas e alle condizioni meteorologiche locali rende molto complessa la valutazione della radiazione solare alla superficie terrestre. La radiazione che raggiunge la superficie terrestre pertanto è al di sotto di G_{on} perché gran parte di essa viene attenuata a causa dei fenomeni sopraelencati.

3.3.1 Air mass

L'atmosfera, dunque, non cambia solo l'intensità complessiva della radiazione, ma l'intera distribuzione spettrale. Ad esempio, la maggior parte delle lunghezze d'onda ad alta energia presenti nella luce solare vengono filtrate dallo strato di ozono. Generalmente, con percorsi più lunghi attraverso l'atmosfera (a latitudini più elevate o intorno al tramonto), maggiore è la parte di luce infrarossa, lo spettro a bassa energia. Questo effetto del filtro può essere espresso dal coefficiente di massa d'aria (AM). L'effetto della massa d'aria si fa sentire maggiormente quando il sole è più basso nel cielo e quindi ha un impatto maggiore sull'insolazione dei luoghi ad alta latitudine [99].

Per considerare i fenomeni indotti dalla presenza dell'atmosfera sulla radiazione, a livello internazionale è stato introdotto l'indice di massa d'aria (AM) che rappresenta lo spessore di atmosfera attraversato dalla radiazione in direzione perpendicolare alla superficie terrestre e misurato a livello del mare. Il grado di attenuazione della radiazione solare che attraversa l'atmosfera terrestre dipende dalla lunghezza del percorso e dalle caratteristiche del mezzo attraversato. Nei calcoli della radiazione solare, una massa d'aria standard è definita come la lunghezza del percorso per raggiungere il livello del mare quando il sole è allo zenit (la verticale nel punto di osservazione).

La radiazione solare extraterrestre si indebolisce e cambia la forma dello spettro man mano che attraversa l'atmosfera terrestre a causa dei seguenti fattori:

- Lo spessore dello strato di ozono
- La distanza percorsa attraverso l'atmosfera per raggiungere quel punto
- La quantità di foschia (turbidity) presente nell'aria (particelle di polvere, vapore acqueo, ecc.)
- L'estensione della copertura nuvolosa

Questa attenuazione dell'intensità della radiazione è correlata alla massa d'aria (AM) attraverso la quale la radiazione solare deve passare, la quale varia a sua volta durante il giorno, con le stagioni e con la posizione geografica. Se la massa d'aria nel punto zenitale terrestre è considerata come AM=1, la massa d'aria lungo un percorso di radiazione solare incidente diventa:

$$AM = \frac{\text{Pathlength through the atmosphere}}{\text{distance to the top of the atmosphere}} = \frac{1}{\sin(HS)} = \frac{1}{\cos(\theta_z)}$$

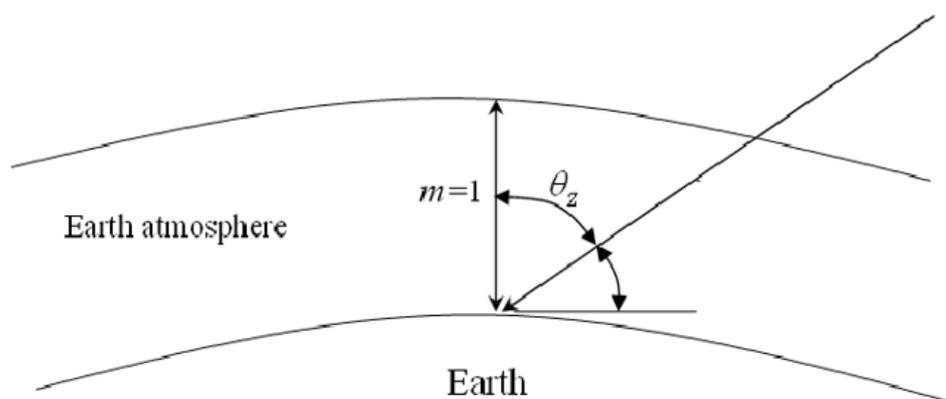


Figura 60: Air mass

Per poter confrontare i moduli solari, sono state progettate condizioni di prova standard. Queste condizioni includono spettro, intensità e temperatura. Gli spettri standard si riferiscono a posizioni generiche. Hanno il prefisso "AM", che sta per "Massa d'aria" e seguito da un numero, che si riferisce alla lunghezza del percorso attraverso l'atmosfera in relazione alla lunghezza più breve se il sole fosse all'apice.

AM0 = Solar spectrum at the limit of atmosphere

AM1 = Sole allo Zenith

AM1.5 = 41.8° elevation

AM2 = 30° elevation

Lo spettro standard alla superficie terrestre è chiamato AM1.5G (dove la "G" sta per globale e include sia la radiazione diretta che quella diffusa) o AM1.5D (che include solo la radiazione diretta). L'intensità della radiazione AM1.5D può essere approssimata riducendo lo spettro AM0 del 28% (18% dovuto all'assorbimento e 10% alla diffusione). Lo spettro globale è del 10% superiore a quello diretto. Questi calcoli forniscono un valore di circa 970 W/m² per AM1.5G. Tuttavia, lo spettro standard AM1.5G è stato normalizzato a 1 kW/m² per comodità di approssimazione e perché ci sono naturalmente variazioni nella radiazione solare incidente.

Lo spettro standard al di fuori dell'atmosfera terrestre è chiamato AM0, poiché la luce in nessun momento passa attraverso l'atmosfera. Questo spettro è tipicamente utilizzato per prevedere le prestazioni attese delle celle fotovoltaiche nello spazio, dove non c'è l'interferenza dell'atmosfera terrestre sulla radiazione solare.

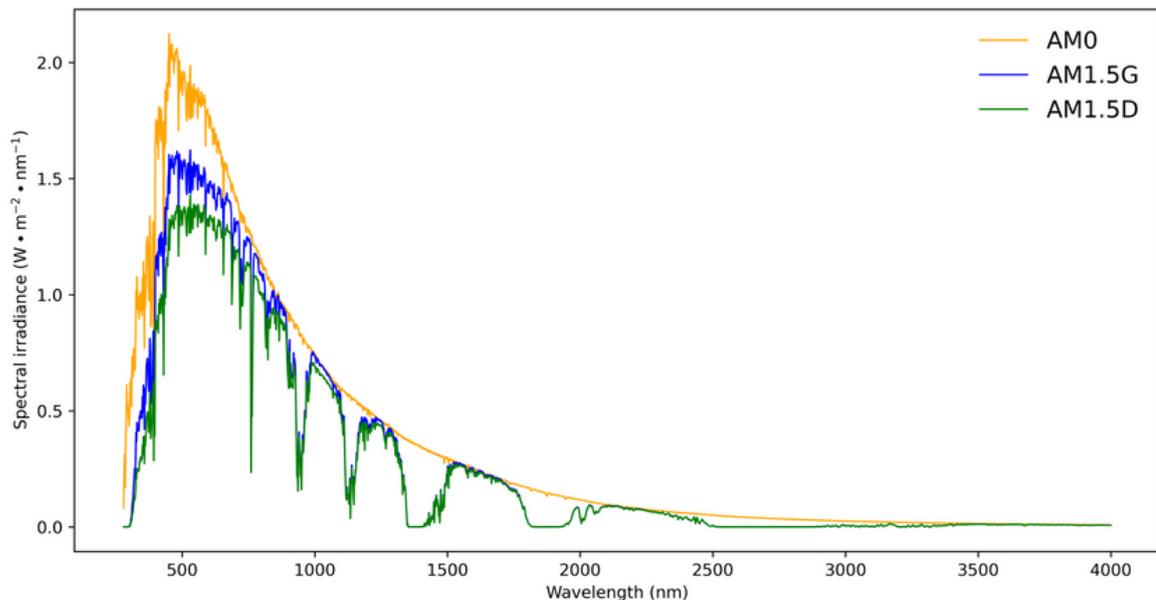


Figura 61: Spettri solari standard (AM0; AM1,5G; AM1,5D)

3.3.2 Clearness index

Uno dei parametri più semplici ma che fornisce informazioni sulla quantità effettiva di irraggiamento a livello del suolo è l'indice di trasparenza, questo indice è direttamente correlato all'effetto di attenuazione dell'atmosfera terrestre e delle nuvole [99]. È un numero adimensionale compreso tra zero e uno che indica la frazione della radiazione solare che colpisce la parte superiore dell'atmosfera e che riesce ad attraversare l'atmosfera per colpire la superficie terrestre. Il "Clearness index" è definito come segue:

$$K_t = \frac{G_h}{G_{h0}}$$

Dove:

G_h = radiazione media mensile sulla superficie orizzontale della terra
[kWh/m²/day]

G_{h0} = radiazione orizzontale extraterrestre (radiazione su una superficie orizzontale nella parte superiore dell'atmosfera terrestre) [kWh/m²/day]

Per una data latitudine si può calcolare G_{h0} per ogni mese dell'anno e conoscendo K_t si può conoscere G_h . Naturalmente è una relazione empirica il cui risultato è più indicativo che utile per effettuare calcoli accurati.

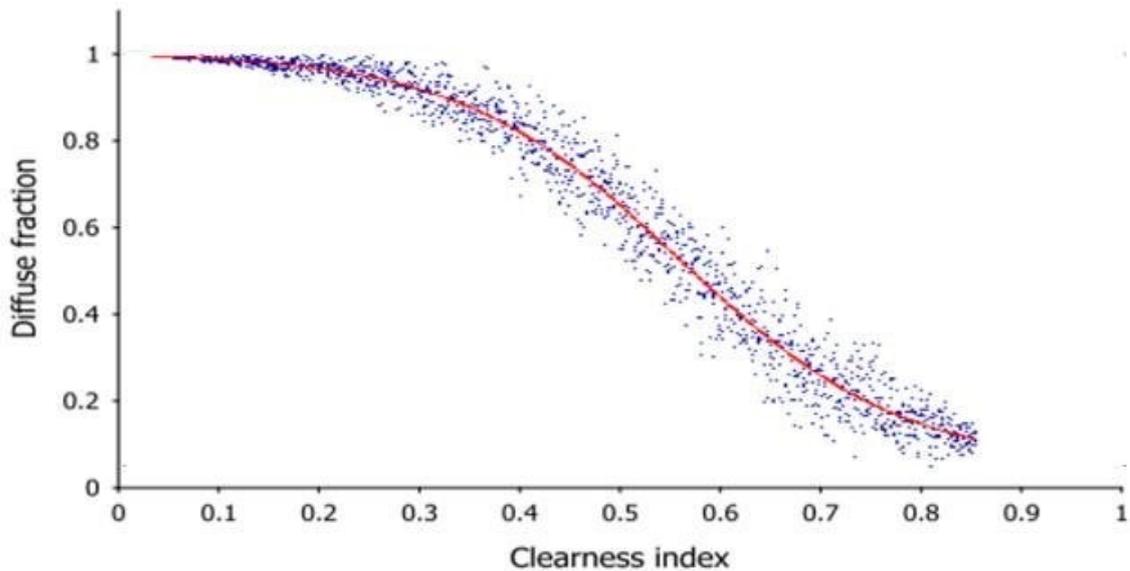


Figura 62: Frazione diffusa in funzione del clearness index.

Il grafico in Fig. 20 rappresenta la quota parte di radiazione diffusa in funzione dell'indice di chiarezza K_t . La diffuse fraction è definita come G_{dh}/G_h . Questo significa che a una frazione diffusa bassa corrisponde un'alta radiazione solare diretta, come ci si aspetterebbe in una giornata limpida e soleggiata, pertanto l'indice K_t può essere considerato come un fattore di attenuazione dell'atmosfera. In sintesi, esiste una correlazione inversa tra l'indice K_t e la frazione diffusa. Un valore K_t elevato corrisponde ad una situazione con radiazione solare più diretta e radiazione meno diffusa, tipicamente associata a cieli sereni. Al contrario, un valore K_t basso suggerisce che la maggior parte della radiazione solare è diffusa, cosa tipica in condizioni nuvolose o coperte.

Quando non è misurata esplicitamente, l'irradiazione diffusa può essere stimata dall'orizzontale globale mediante un modello. Esistono correlazioni per stabilire la componente diffusa a partire da K_t , per esempio la correlazione di Erbs:

$$\begin{cases} \frac{G_{dh}}{G_h} = 0,9511 - 0,1604K_t + 4,388K_t^2 - 16,638K_t^3 + 12,336K_t^4 & \text{per } 0,22 < K_t \leq 0,8 \\ \frac{G_{dh}}{G_h} = 0,9511 - 0,1604K_t + 4,388K_t^2 - 16,638K_t^3 + 12,336K_t^4 & \text{per } 0,22 < K_t \leq 0,8 \\ \frac{G_{dh}}{G_h} = 0,165 & \text{per } K_t > 0,8 \end{cases}$$

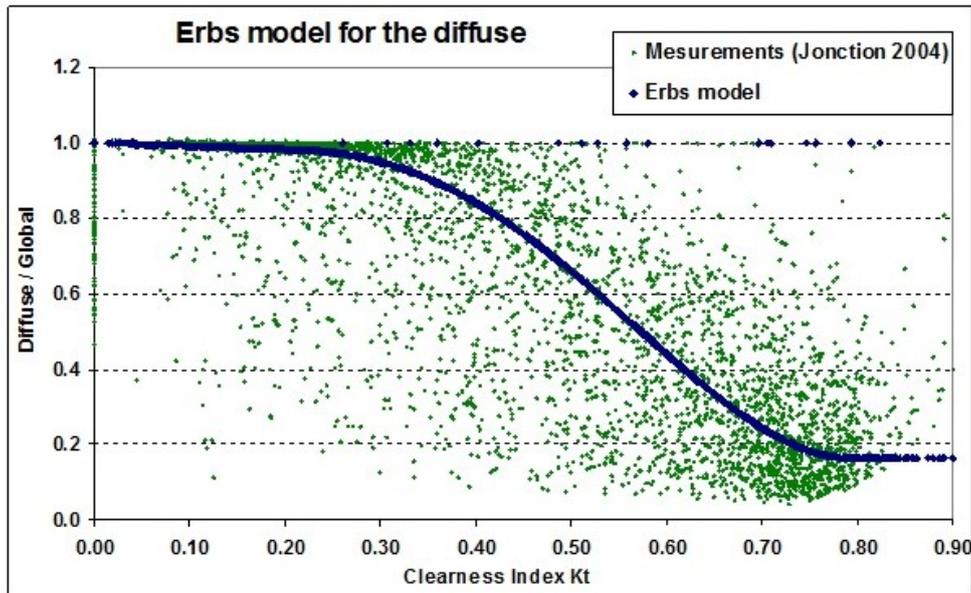


Figura 63: Correlazione di Erbs

3.3.3 Componenti della radiazione solare

Una volta superato il filtro atmosferico la radiazione incidente sulla superficie terrestre può essere scomposta in tre componenti principali: la radiazione diretta (DNI), la componente diffusa e riflessa.

La radiazione **diretta** "beam radiation" viene misurata sulla superficie terrestre in direzione perpendicolare ai raggi solari. L'irradianza diretta è uguale all'irradianza extraterrestre al di sopra dell'atmosfera meno la quota parte persa nell'atmosfera a causa dell'assorbimento e alla dispersione, vengono cioè escluse le componenti diffuse e riflesse. La componente diretta dipende dall'ora del giorno (lunghezza del percorso della luce attraverso l'atmosfera in funzione dell'angolo di elevazione solare), dalla copertura nuvolosa, dalla quantità di umidità e dalle peculiarità della località in esame. L'irradianza al di sopra dell'atmosfera varia anche con la stagione (poiché la distanza dal Sole varia), anche se questo effetto è generalmente meno significativo rispetto all'effetto delle perdite sulla radiazione diretta normale (DNI).

La componente **diffusa** generalmente assume valori inferiori rispetto alla radiazione diretta e rappresenta la radiazione che non giunge direttamente al suolo ma arriva a seguito dei meccanismi di dispersione nell'atmosfera.

La radiazione **riflessa** si riferisce alla luce solare che è stata riflessa da oggetti non atmosferici, come il terreno. Nonostante sia la componente minoritaria nel totale sarà

approfondita in seguito una volta introdotto il concetto di albedo. L'asfalto, ad esempio, riflette circa il 4% della luce che lo colpisce, mentre un prato riflette circa il 25%. Tuttavia, i pannelli solari tendono ad essere inclinati in direzione opposta rispetto a dove va la luce riflessa, e la radiazione riflessa raramente costituisce una parte significativa della luce solare che colpisce la loro superficie. Un'eccezione si verifica in condizioni molto nevose, che talvolta possono aumentare notevolmente la percentuale di radiazione riflessa. La neve fresca riflette dall'80 al 90% della radiazione che la colpisce

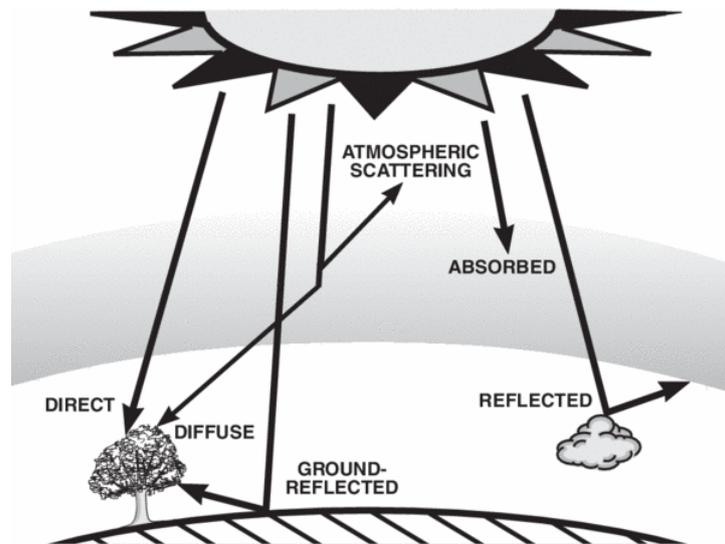


Figura 64: Componenti della radiazione globale al suolo: Diretta, Riflessa e Diffusa

La componente diretta risulta essere sempre maggioritaria, tuttavia in giornate particolarmente nuvolose una quota parte di radiazione arriva sottoforma di diffusa.

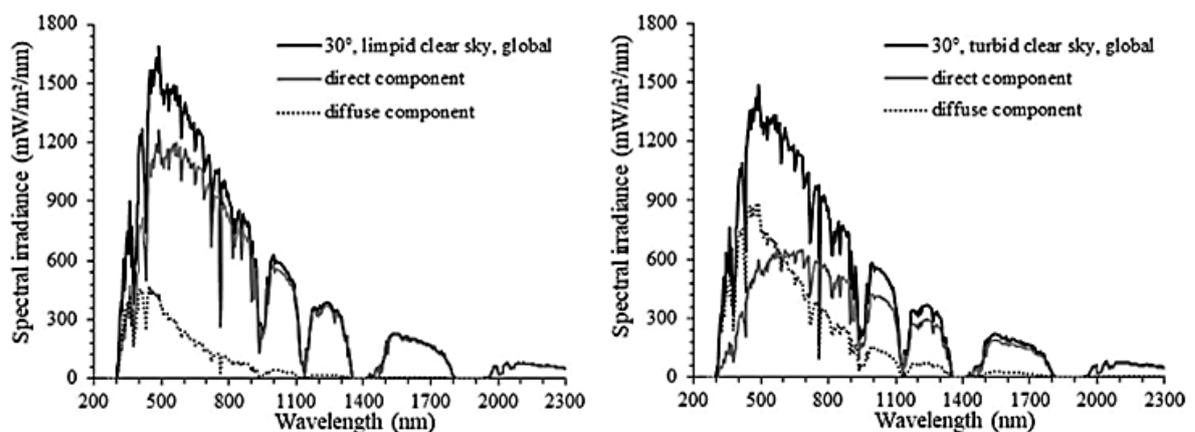


Figura 65: Componente diretta e diffusa dello spettro solare in giornate limpide e nuvolose

3.4 Modelli di radiazione solare

In generale, i dati meteorologici per la stima del potenziale dell'energia solare sulle superfici inclinate sono ottenuti da stazioni meteorologiche di monitoraggio solare. Le stazioni meteorologiche misurano di solito le intensità della radiazione solare globale e diffusa sulla superficie orizzontale, mentre i dati misurati sulla radiazione solare su superfici inclinate sono raramente disponibili, di conseguenza la radiazione solare incidente su una superficie inclinata deve essere determinata convertendo l'irradianza della radiazione solare misurata su una superficie orizzontale in quella incidente sulla superficie inclinata di interesse al fine di dimensionare il sistema e stimarne le prestazioni a lungo termine. Tuttavia, principalmente a causa dei costi di misurazione, i valori di queste componenti separate non sono disponibili in tutte le località dove spesso sono disponibili solo dati relativi alla radiazione su un piano orizzontale, misurate mediante strumenti economici come i piranometri. Di conseguenza, nel corso degli ultimi decenni sono stati formulati molti modelli empirici per fornire previsioni affidabili delle componenti dirette e diffuse dell'irraggiamento solare a partire da dati facilmente disponibili.

Pertanto, esiste un numero relativamente elevato di modelli che cercano di correlare la radiazione diffusa su una superficie inclinata a quella misurata su una superficie orizzontale. L'abbondanza di tali modelli testimonia della complessità del compito di convertire la radiazione solare diffusa misurata su una superficie orizzontale in quella su una superficie inclinata

Innanzitutto, è importante misurare le componenti diretta e diffusa della radiazione totale incidente su una superficie orizzontale. Una volta che queste componenti sono determinate possono essere trasposte su superfici inclinate e, di conseguenza, è possibile stimare le prestazioni dei moduli fotovoltaici e di altri dispositivi solari. Se è disponibile solo la radiazione globale sul piano orizzontale (GHI) si può calcolare la componente diffusa (DHI) attraverso modelli di decomposizione, ad esempio il modello di Erbs di cui al capitolo precedente. Tuttavia, in questo lavoro si assume che i dati di irradianza GHI e DHI siano sempre disponibili, come molto spesso avviene nella pratica, di conseguenza i modelli di decomposizione non verranno implementati.

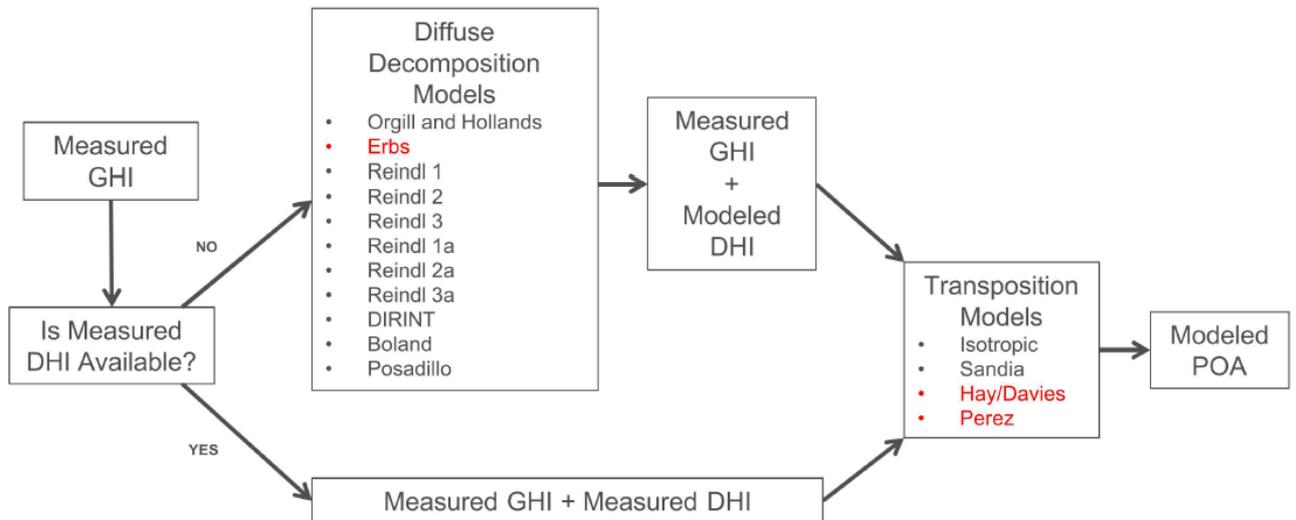


Figura 66: Mappa concettuale della modellazione solare

Le componenti della radiazione si proietteranno in modo diverso sulla superficie di interesse e influiranno in modo diverso, a seconda dell'orientamento della superficie, nel calcolo della radiazione incidente effettiva. Per effettuare questa scomposizione a partire dai dati relativi a un piano orizzontale, si usano i modelli di trasposizione. La conoscenza quantitativa di queste frazioni è di grande importanza per la valutazione della radiazione solare effettiva raccolta da una superficie. Quando si stima la produttività di un sistema solare infatti è necessario calcolare la radiazione totale su superfici inclinate, ma questo calcolo richiede la conoscenza separata delle componenti diretta, riflessa e diffusa poiché esse dipendono in modi diversi dall'inclinazione della superficie.

I cosiddetti "modelli di trasposizione" trasformano l'irradianza globale orizzontale (GHI) e l'irradianza diffusa orizzontale (DHI) in irradianza riflessa e irradianza diffusa su un piano inclinato con un angolo β e orientato con un angolo di azimut (z). La radiazione diffusa è la più complicata da modellare data la sua dipendenza dalle condizioni ambientali, variabili durante il giorno e il periodo dell'anno; su questa base esistono due principali categorie di modelli di radiazione solare, quelli Isotropi e quelli anisotropi che verranno descritti più nel dettaglio in seguito.

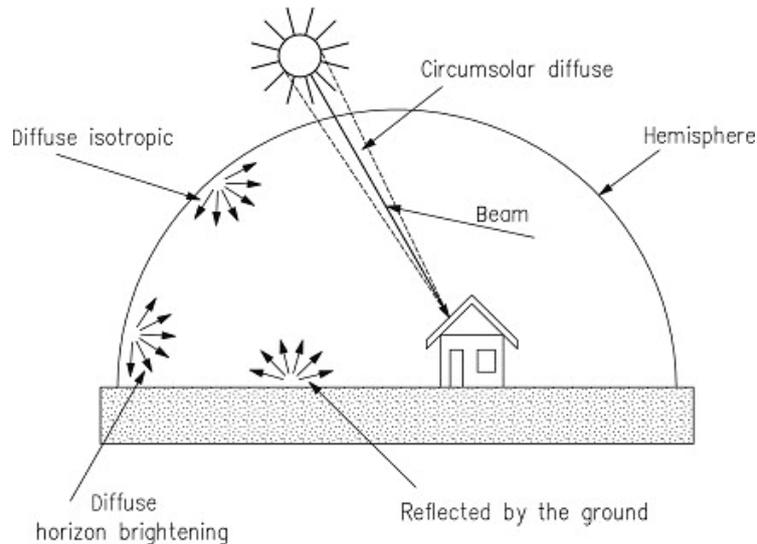


Figura 67: Contributi della radiazione solare nei modelli di cielo

Negli anni sono stati sviluppati numerosi approcci e introdotti numerosi modelli; esistono infatti molti modelli anisotropi con diverse complessità, offrendo un'alta accuratezza nelle loro stime.

La radiazione totale incidente su una superficie inclinata, come descritto nel capitolo precedente, è composta da tre componenti: radiazione **diretta**, radiazione **diffusa** e radiazione **riflessa** dal terreno, che possono essere modellate come descritto in seguito:

3.4.1 Radiazione Diretta

La **radiazione diretta** su una superficie inclinata può essere calcolata utilizzando la relazione geometrica relativamente semplice tra le superfici orizzontali e inclinate: avendo a disposizione la radiazione diretta su superficie orizzontale G_{Bn} , disponibile da misurazioni solari attraverso un pireliometro, si può calcolare la componente diretta per una superficie generalmente inclinata G_{Bt} con la seguente relazione geometrica:

$$G_{Bt} = G_{Bn} \cos\theta$$

Dove:

G_{Bt} componente diretta su superficie inclinata

G_{Bn} componente diretta normale al sole (DNI)

θ angolo di incidenza

Si può definire inoltre la seguente relazione introducendo il cosiddetto "Beam radiation tilt factor" (R_B).

$$R_B = \frac{G_{Bt}}{G_B} = \frac{\cos(\theta)}{\cos(\phi)}$$

Dove:

G_B componente diretta su superficie orizzontale

Di conseguenza si ha:

$$G_{Bt} = G_B R_B$$

3.4.2 Radiazione Riflessa

La componente di **radiazione riflessa** è la parte della radiazione solare totale che viene riflessa dalla superficie terrestre e da qualsiasi altro oggetto che intercetti la radiazione, come alberi, terreno o edifici, su una superficie esposta al cielo. Ha normalmente il contributo più piccolo e può essere calcolata con l'approccio isotropo, considerando la radiazione riflessa dal suolo come uniforme per quanto riguarda la direzione.

Supponendo che la riflessione della radiazione diretta e diffusa che cade a terra sia isotropica e che l'ambiente circostante abbia una riflettanza diffusa ρ_g per la radiazione solare totale.

$$G_{Rt} = (G_B + G_D) * \rho_g * \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

Dove:

G_b Irradianza diretta sul piano orizzontale

G_d Irradianza diffusa sul piano orizzontale

ρ_g Albedo

β Inclinazione piano

Il fattore $1-\cos\beta/2$ è chiamato “view factor” ovvero la porzione di terreno che la superficie inclinata “vede”.

Il coefficiente di albedo invece è la frazione di radiazione globale incidente riflessa dal suolo di fronte a un piano inclinato. L'albedo "visto" dal piano è ovviamente nullo per un piano orizzontale e aumenta con l'inclinazione. In un modello isotropo il contributo dell'albedo è proporzionale a $(1 - \cos \beta) / 2$, appunto il view factor, dove β rappresenta l'inclinazione del piano. Ciò significa che è zero per un piano orizzontale, 0.5 per un piano verticale e 0.067 per un piano inclinato di 30° . Il significato geometrico del “view factor” è rappresentato in figura X; tanto più i moduli sono inclinati tanto più sarà la quota di ambiente che “vedranno”.

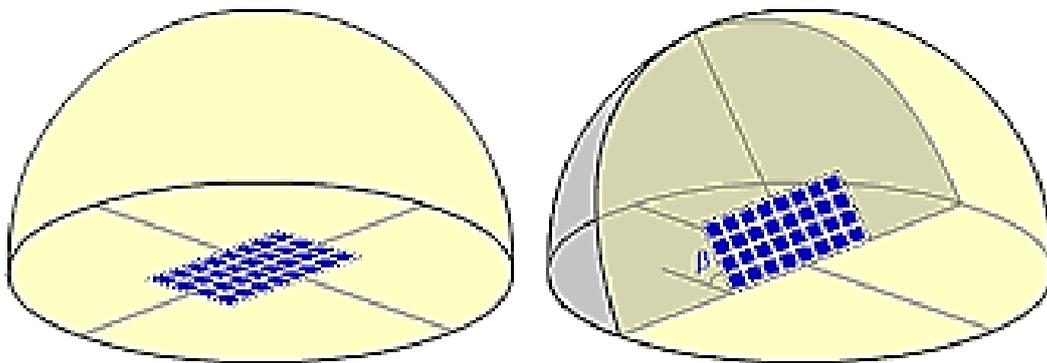


Figura 68: Porzione di cielo “vista” dalla superficie captante

Nella definizione del progetto, i valori di albedo possono essere regolati al fine di tenere in considerazione le condizioni ambientali nelle quali operano i moduli fotovoltaici. Il valore di solito ammesso nelle località urbane è dell'ordine di 0.14 a 0.22 e può salire fino a 0.8 in caso di copertura nevosa, tuttavia il valore di uso comune è 0.2.

In molti casi, non sono disponibili misurazioni da albedometri, rendendo impossibili stime precise del termine di riflessione dal terreno

Urban environment	0.14 - 0.22
Grass	0.15 - 0.25
Fresh grass	0.26
Fresh snow	0.82
Wet snow	0.55-0.75
Dry asphalt	0.09-0.15
Wet Asphalt	0.18
Concrete	0.25-0.35
Red tiles	0.33
Aluminum	0.85
Copper	0.74
New galvanized steel	0.35
Very dirty galvanized	0.08

Tabella 3 Coefficienti di albedo per diverse superfici

In pratica, ad eccezione dei piani verticali, questo valore non assume una grande importanza poiché la componente dell'albedo è relativamente debole rispetto alla radiazione globale incidente.

3.4.2 Radiazione diffusa

Per quanto concerne la **componente diffusa**, poiché non ha un angolo di incidenza definito su una superficie, esistono numerosi modelli che cercano di correlare la radiazione diffusa su una superficie inclinata a quella misurata su una superficie orizzontale. In generale, questi modelli possono essere classificati come modelli del cielo isotropici e anisotropici.

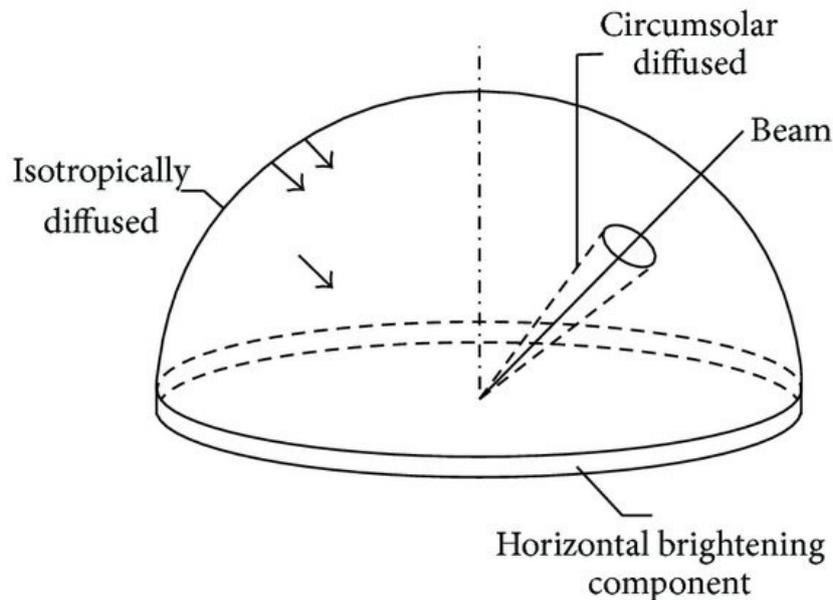


Figura 69: Componenti della radiazione

La prima categoria, i modelli isotropici, tiene conto solo della parte isotropica della radiazione diffusa. Ciò significa che l'intera intensità viene ricevuta uniformemente da tutta la volta celeste e dipende dalla frazione del cielo vista dalla superficie inclinata. Questi modelli, in particolare il modello di Liu- Jordan, sono ampiamente utilizzati nelle stime di producibilità, in quanto sono semplici da utilizzare e di solito offrono risultati sufficientemente buoni

Per quanto riguarda i modelli anisotropi, si tratta di metodi migliorati che analizzano in modo più dettagliato la parte diffusa della radiazione solare. Oltre alla componente isotropica, due ulteriori componenti partecipano a questi calcoli. La prima delle due è la componente circosolare, che rappresenta la parte intorno alla regione solare che forma un disco. Essa è il risultato della radiazione diffusa in avanti che si concentra vicino alla regione solare. La terza componente della radiazione diffusa è l'illuminazione dell'orizzonte 'horizontal brightening', che si riferisce alla radiazione solare concentrata all'orizzonte ed è più spesso osservata durante le giornate limpide.

3.5 Modelli di Trasposizione

Di seguito saranno elencati i modelli di trasposizione più utilizzati, a cominciare da quelli più semplici, ovvero quelli isotropi, che sono stati i primi ad essere studiati nella modellazione solare, per arrivare ai modelli anisotropi, più articolati e complessi.

1. *Liu and Jordan model* (Isotropic diffuse radiance from the sky)

In questo modello, la radiazione solare sulla superficie inclinata viene considerata composta da tre parti, ovvero: radiazione diretta, riflessa dal terreno e frazione diffusa. Si assume che la radiazione diffusa e quella riflessa al suolo siano isotrope, quindi la componente circumsolare e la "horizontal brightening" sono state considerate nulle.

$$G_{T_t} = R_B G_B + G_D \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

Il modello di LJ ha costituito la base dello studio dei modelli di trasposizione, tuttavia numerose ricerche nel corso degli anni mostrano che le ipotesi sull'isotropia della radiazione solare non rispecchiano sempre la realtà, di conseguenza i modelli anisotropi, sebbene più complessi, in genere risultano significativamente più accurati.

2. *Koranakis model*

Uno sviluppo del modello di Liu-Jordan è il modello sviluppato da Koranakis. È definito pseudo-isotropico in quanto considera solo parzialmente l'ipotesi di modello di cielo isotropo ma con una correzione basata sulla scoperta che, nell'emisfero settentrionale, la parte meridionale del cielo è responsabile del 63% della radiazione diffusa totale e per le superfici verticali fornisce il 66,7% dell'irradianza diffusa totale, assumendo un view factor pari a $\frac{1+\cos\beta}{3}$.

$$G_{T_t} = R_B G_B + G_D \left[\frac{2 + \cos(\beta)}{3} \right] + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

Anche in questo modello la componente diretta è calcolata sulla base di una relazione puramente geometrica e la riflessa considerando la radiazione isotropa.

3. Bugler model

Il primo modello anisotropo è stato introdotto da Bugler. Basandosi sul modello di cielo isotropo, Bugler ha suggerito che l'anisotropia nell'irradianza diffusa inclinata dovrebbe essere compensata attraverso una componente aggiuntiva fornita dalla regione circumsolare, stimata il 5% della radiazione diretta. La radiazione globale sul piano inclinato è:

$$G_{T_t} = R_B G_B + \left[\left(G_D - 0,05 \frac{G_{B_t}}{\cos(\vartheta_z)} \right) \left(1 + \frac{\cos(\beta)}{2} \right) \right] + 0,05 G_{B_t} + \cos(\theta) + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

4. Hay ans Davies model (HD)

Nel modello di Hay e Davies si assume che la radiazione diffusa dal cielo sia composta da due componenti: una componente isotropa e una componente circumsolare, mentre non tiene conto dell'effetto "horizontal brightening". Dunque, il modello ipotizza che la radiazione diffusa proveniente direttamente dalla direzione del sole sia circumsolare e che il resto della radiazione diffusa sia isotropa.

$$A = \frac{G_{Bn}}{G_{on}}$$

L'indice di anisotropia viene utilizzato per quantificare la porzione di radiazione diffusa trattata come circumsolare con la restante porzione di radiazione diffusa che viene assunta isotropa. La parte riflessa viene trattata nello stesso modo suggerito da Liu e Jordan. La radiazione totale su una superficie inclinata è calcolata come segue:

$$G_{T_t} = R_B (G_B + G_D A) + G_D (1 - A) \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

5. Reindl model

Reindl et al. Il modello solare è stato pubblicato nel 1990 ed era basato sul modello anisotropo di Hay e Davies. In aggiunta al modello HD si considera la componente dell'orizzonte, rendendo le sue stime più precise. È stato inoltre tenuto in considerazione che all'aumentare della copertura nuvolosa la radiazione diffusa dalla regione vicino all'orizzonte diminuisce, portando all'introduzione del fattore f_R :

$$f_R = \sqrt{\frac{G_B}{G_B + G_D}}$$

Quando il cielo è completamente coperto e l'irradianza diretta è vicina a zero, il fattore f_R diventa anch'esso zero, rendendo il modello anisotropico di Reindl è simile al modello isotropico di Liu e Jordan.

$$G_{T_t} = R_B(G_B + G_D A) + G_D(1 - A) \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] * \left[1 + f_R \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \\ + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

6. Klucher model

Il modello anisotropo di Klucher è stato sviluppato nel 1979 sulla base del modello isotropo, il quale fornisce buoni risultati per condizioni ad elevata copertura nuvolosa ma sottostima l'irradianza in condizioni serene, quando l'intensità vicino all'orizzonte e nella regione circumsolare è più elevata. Viene introdotto l'indice della frazione di copertura nuvolosa F :

$$F = 1 - \left(\frac{G_D}{G_B + G_D} \right)^2$$

Il modello sviluppato fornisce l'irradiazione totale su un piano inclinato mediante la seguente equazione:

$$G_{T_t} = R_B G_B + G_D \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + F \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] [1 + F \cos^2(\beta) \sin^3 \Phi] \\ + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

Nel caso di condizioni di cielo coperto, dove $G_D = G_B + G_D$, e quindi $F = 0$, il modello anisotropo di Klucher è identico al modello isotropo di Liu e Jordan.

7. Hay and Davies, Klucher and Reindl models (HDKR)

Se all'equazione della radiazione solare si aggiungono il raggio riflesso e tutti i termini di radiazione diffusa come isotropa, circumsolare e schiarimento dell'orizzonte, si sviluppa una nuova correlazione chiamata modello HDKR. È fondamentalmente la combinazione dei modelli Hay e Davies, Klucher e Reindl. L'irradiazione solare su una superficie inclinata viene quindi determinata come:

$$G_{T_t} = R_B (G_B + G_D A) + G_D \left\{ (1 - A) \left[\frac{1 + \cos(\beta)}{2} \right] \left[1 + \sin^3 \left(\frac{\beta}{2} \right) \right] \right\} \\ + (G_B + G_D) \rho_G \left[\frac{1 - \cos(\beta)}{2} \right]$$

Nel prossimo capitolo verrà descritto il programma Matlab nel quale verranno implementati tutti i modelli, tuttavia non esiste un unico modello di trasposizione in grado di produrre una stima accurata dell'irradianza solare su una superficie inclinata per tutte le diverse condizioni del cielo. Ogni modello ha la capacità di modellare la radiazione

solare in particolari condizioni, esistono infatti molti studi che comparano e attribuiscono a ciascun modello le condizioni ottimali di utilizzo. Alcuni studi hanno dimostrato [25] come il modello di Hay-Davies dimostri le migliori performance rispetto agli altri modelli.

I modelli di trasposizione sono sito-dipendente; è quindi difficile adottare un modello preciso in tutte le diverse condizioni climatologiche. Inoltre, la precisione del modello di trasposizione varia in base alla limpidezza del cielo, poiché il modello potrebbe produrre le migliori prestazioni con cielo coperto, ma risultando di scarse prestazioni in condizioni di cielo sereno.

I risultati delle indagini sui modelli al variare dell'inclinazione possono essere riassunti come segue:

	$\beta = 30^\circ$		$\beta = 60^\circ$		$\beta = 90^\circ$	
	RMSD (%)	MBD (%)	RMSD (%)	MBD (%)	RMSD (%)	MBD (%)
1. Liu and Jordan [2]	18.7	2.6	30.9	3.7	41.5	-10.4
2. Klucher [6]	18.4	10.2	31.4	17.4	40.8	10.8
3. Hay [9]	12.3	0.9	20.9	-1.9	37.3	-19.6
4. Reindl et al. [13]	12.5	1.6	21.6	3.2	34.3	-7.0
5. Temps and Coulson [8]	21.3	15.7	38.4	28.1	52.3	28.1
6. Skartveir and Olseth [12]	12.2	0.3	20.0	-4.4	38.3	-26.0
7. Bugler [5]	19.5	-0.5	32.0	1.8	42.3	-11.1
8. Perez et al. [15]	12.1	3.2	17.0	0.4	31.5	-15.8
9. Gueymard [7]	12.0	2.5	20.0	2.8	26.1	-11.1
10. Muneer [14]	12.2	4.6	22.4	10.5	26.0	-8.0
11. Ma and Iqbal [11]	11.8	-0.8	25.5	-7.8	44.4	-29.3
12. Badescu [4]	18.5	-3.8	32.0	-13.6	41.5	-10.4
13. Koronakis [3]	19.4	5.0	36.4	15.2	52.2	19.5
14. Wilmott [10]	12.5	-3.3	20.8	-6.1	37.6	-20.5

Figura 70: Prestazioni modelli solari

Le prestazioni della maggior parte dei modelli dipendono dalle caratteristiche fisiche incorporate nei modelli. Per tutte le superfici, l'errore in termini di RMSD aumenta con l'aumento degli angoli di inclinazione. La maggior parte dei modelli sottovaluta l'irradiazione per la maggior parte degli angoli di inclinazione e azimutali della superficie. La maggior parte dei modelli soffrono di prestazioni inefficienti per condizioni di cielo sereno, $kt > 0,78$, che rappresenta la maggior parte delle condizioni climatologiche.

Il modello HDKR ha, tuttavia, mostrato prestazioni relativamente migliori rispetto agli altri nel rappresentare l'irradianza solare inclinata diffusa nel cielo per la maggior parte delle situazioni.

Altri studi [26], utilizzando i dati GHI e DHI misurati ed eseguendo la modellazione per calcolare l'irradianza su superficie inclinata per diversi orientamenti e angoli affermano che i migliori risultati sono forniti dai modelli di Hay e Davies e Reindl, quando vengono utilizzati dati di irradianze orizzontale misurati da piranometro e un valore di albedo costante di 0,2. Questo accordo tra i due può riguardare l'indice anisotropo utilizzato da entrambi i modelli per ponderare le componenti circumsolari e isotrope. Concludono consigliando di utilizzare i modelli di Hay, Davies e Reindl per stimare l'irradianza per i

moduli esposti a sud in regioni con condizioni prevalentemente nuvolose e quando le misurazioni dell'albedo non sono disponibili. Il modello Hay e Davies sarebbe utile anche per le superfici verticali (ad esempio facciate e vetrate).

In definitiva risulta chiaro che esiste una difficoltà per un modello nel raggiungere le migliori prestazioni simultaneamente in base ai diversi strumenti statistici di confronto.

Alla luce di questi studi nel presente lavoro verrà utilizzato un approccio flessibile, sarà data la possibilità all'utente di scegliere il modello da utilizzare in funzione delle considerazioni circa la natura del luogo nel quale si vorrà eseguire la simulazione e non è obiettivo di questa tesi eseguire una comparazione tra i modelli di trasposizione.

Al fine dei calcoli elaborati successivamente verrà utilizzato il modello di HD che ha dimostrato migliori performance nella maggior parte delle situazioni, seguendo per l'appunto i criteri utilizzati dal noto software di simulazione PVsyst, nel quale la scelta viene giustificata come segue:

“I modelli di trasposizione dipendono fortemente dalla componente diffusa, solitamente valutata utilizzando un modello (correlazione Lui-Jordan o Erbs) che non è molto accurato. L'utilizzo della componente diffusa misurata migliora notevolmente la precisione della trasposizione. Durante le prime validazioni del software, sono stati testati due modelli (HD e Perez) con i dati di ciascun sito. Il confronto dei loro errori medi (MBE) mostra una differenza sistematica compresa tra 1,8 e 2,2% a seconda dei siti, mentre le deviazioni standard RMSE sono comparabili in tutti i casi. [...] Pertanto, dalla versione 5, per impostazione predefinita il software PVsyst utilizza il modello Hay.

Capitolo 4

Il programma di calcolo

4.1 Scopo del codice

Il programma ha lo scopo di calcolare, dato un campo rettangolare di dimensioni note, il numero ottimale di moduli fotovoltaici installabili per ogni angolo di tilt e azimut, ovvero una tabella di fattori di trasposizione che serviranno in seguito per l'analisi di abbagliamento. Si tiene in considerazione la posizione del sole e il conseguente ombreggiamento che le file proiettano una sull'altra (internal shading) in modo da evitarlo tra le ore 10:00 e le 14:00 del 21 dicembre, durante il solstizio invernale, ovvero il giorno in cui l'angolo di elevazione (α) solare è minimo, come suggerito dalla norma CEI 82-25 "Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione" [117]. Viene inoltre tenuto in considerazione l'angolo di azimut del campo rispetto al meridiano corrispondente, positivo verso ovest e negativi verso est. Naturalmente l'installazione dei moduli potrebbe avvenire con un angolo di azimut diverso rispetto a quello del campo disponibile, in quanto, com'è noto per un'installazione ottimale è necessario ricercare un angolo di azimut uguale a zero, ovvero i moduli rivolti verso sud.



Figura 71: Azimut campo e Azimut moduli

Come si vede dall'immagine, tipicamente ogni campo ha un angolo di azimut proprio, diverso da quello ottimale per l'installazione dei moduli. È quindi necessario tenere in considerazione questa eventualità durante la progettazione, distinguendo l'angolo di azimut dei moduli da quello del campo, al fine di ottenere il numero ottimale di moduli installabili. Il software esegue il calcolo restituendo una tabella.

Questi script implementano le equazioni descritte nei capitoli precedenti, come la posizione solare e i modelli di trasposizione (Cap. 3), al quale si rimanderà ove necessario.

4.2 Il codice MatLab

Il programma si sviluppa in una main function la quale serve come punto di partenza per l'esecuzione del programma, controllando l'esecuzione del codice e dirigendo le chiamate ad altre funzioni subordinate presenti nel programma stesso. In questo elaborato, in ottica di chiarezza, si analizzerà dapprima la main function; successivamente verranno presentate le varie funzioni richiamate durante l'esecuzione del codice.

Innanzitutto, è necessario definire la posizione e le dimensioni del sito nel quale si vuole condurre l'analisi. Per fare questo nel programma viene utilizzato il sistema di coordinate decimali (DD), mentre per le dimensioni è richiesto di inserire le lunghezze dei due lati del campo in metri. È necessario inoltre inserire i dati dei moduli scelti per l'analisi.

```
%% dfinire sito
lat=38.177; %[DD}
long=13.092;
UTC=1;
AB=50;  %larghezza campo LATO CORTO [m]
AE=100; %lunghezza campo LATO LUNGO [m]

%% dati moduli
larg=1.69; %lato lungo
lungh=1.046; %lato corto
```

Lo step successivo è l'importazione delle irradianze globali e diffuse sul piano orizzontale (GHI e DHI) del sito nel quale si vuole fare l'analisi. Questi dati sono reperibili da molte stazioni meteorologiche, in questo caso sono state rilevate dal portale PVGIS. Naturalmente non sarebbe opportuno condurre delle stime basate sui dati di un solo anno; è bene prendere come riferimento le irradianze degli ultimi anni e farne una media in modo da avere delle basi più solide sulle quali fare previsioni evitando di commettere imprecisioni utilizzando dati viziati da particolari condizioni atmosferiche. In questo caso sono stati considerati gli ultimi 15 anni. Lo stesso viene fatto per le temperature. Si può vedere come il codice rilevi i dati dal file CSV e attraverso la funzione "calcolo_irr_medie" ne faccia una media.

```

%% funzione che dato un file con le componenti delle irradianze relative a 15
anni ne fa la media per avere dei dati più significativi
G_tot=readmatrix('irradianzetot_località.csv'); %è il file scaricato da pvgis
delle irradianze per componente ORIZZONTALI e chiamarlo
irradianzetot_LOCALITÀ.csv
G_totb=G_tot(:,2);
G_totd=G_tot(:,3);
Tm=G_tot(:,6);
[G_b0_mean,G_d0_mean,Tm_mean]=calcolo_irr_medie(G_totb,G_totd,Tm);
%% assegno componenti della radiazione solare su piano ORIZZONTALE
irr_b0=G_b0_mean;
irr_d0=G_d0_mean;
T_m=Tm_mean

```

Per rendere i dati più gestibili e comprensibili, i vettori di 8760 componenti contenenti le irradianze e le temperature appena creati vengono suddivisi su una matrice di dimensioni 24x365, in modo da avere a disposizione per ogni giorno dell'anno l'irradianza e la temperatura media associata.

```

%% costruzione di un matrice 24*365 contenente le irradianze e le temperature
medie dato che i file di PVGIS sono vettori di 8760 componenti è più pratico
averli su matrici di 365gg epr 24h

ind=1;
b=1;
for a=1:1:365
    while b<=24
        Gb024(b,a)=irr_b0(ind,1);
        Gd024(b,a)=irr_d0(ind,1);
        T_m24(b,a)=T_m(ind,1);
        b=b+1;
        ind=ind+1;
    end
    b=1;
end

```

A questo punto viene richiamata la funzione "angsol" che ricevendo i dati immessi tipici della località restituisce gli angoli solari, in forma matriciale, per ogni ora di ogni giorno dell'anno. La funzione sarà descritta nel dettaglio in seguito.

```

%% richiamo funzione angsol per calcolare le altezze solari, declinazione e
angolo orario
[delta,h,alpha]=angsol(lat,long,UTC);

```

Noti gli angoli solari e avendo scelto tutti i dati del campo fotovoltaico che sei vuole analizzare si richiama la funzione "calcnm" per il calcolo del numero di moduli installabili. Il risultato sarà una matrice contenente il numero di moduli installabili nel campo di geometria data per ogni combinazione di angoli di tilt e azimuth. In questo caso è stato scelto di eseguire il calcolo per un inclinazione dei moduli che va da 0° a 90° a step di 5°, mentre per l'angolo di azimuth un range di 360° a step di 30°. Naturalmente questi parametri si possono modificare a seconda delle esigenze di calcolo. La tabella viene salvata come file XLS per essere consultabile e modificabile dall'utente finale.

```

%% richiamo funzione calnum per il calcolo del numero di moduli installabili

k=1;
i=1;
AZIMUT=0; %inizializzo azimuth e tilt
tilt=0;

for tilt = 0:5:90
    for AZIMUT= 0:30:360 %coordinante altzimuthali nord=0 est=90 sud=180
    ovest=270
        [num(i,k), interlinea_max, yint,
h]=CalnumFunz(tilt,AZIMUT,lat,long,AB,AE,lungh,larg); %richiamo funzione
Calnum
        %disp(num);
        interlinea(i,k)=interlinea_max;
        file(i,k)=length(yint);
        dist(i,k)=h;
        i=i+1;
    end
    k=k+1;
    i=1;
end

grid on %plot numero di pannelli in funzione del tilt
legend on
hold on
plot([0:5:90],num)
hold off
filename = 'Numerointabella.xlsx';
sheet = 'Sheet2';

```

Note le geometrie del campo e il numero di moduli installabili, l'ultimo step è la stima dell'energia producibile per ogni combinazione di angoli tilt-azimut. Per fare questo innanzitutto è necessario implementare un modello di trasposizione visto nel capitolo 3, successivamente verranno con questo calcolate le irradianze su tutti i piani analizzati nel calcolo dei moduli. Di conseguenza si otterrà una tabella, del tutto analoga a quella ottenuta precedentemente per il numero di moduli, nella quale questa volta sarà riportata l'energia producibile annualmente.

```

%% CALCOLO ENERGIA PRODOTTA
% in questa sezione viene calcolata la matrice Etot

k=1; %indice per beta (tilt angle)
j=1;%indice per Zs (azimut angle)
for Zs=-180:30:180
for beta=0:5:90
for N=1:1:365
    for i=1:1:24 %indice che fa variare l'ora da 1 a 24. nelle matrici 1
    corrisponde a mezzanotte e dieci 00:10
        [Gt(i,N)]=HDKR(lat,delta(i,N),beta,Zs,h(i,N),N,Gb024(i,N),Gd024(i,N),rho);
% restituisce le irradianze [W/m^2] sul piano di tilt e azimuth desiderati
E_gg(1,N)=sum(Gt(:,N)); %energie incidente ogni gg dell'anno [Wh/m2]
Etot(j,k)=sum(E_gg); %energia annua incidente [Wh/m2] azimuth-tilt

```

```

E_gg(1,N)=sum(Gt(:,N)); %energie incidente ogni gg dell'anno [Wh/m2]
Etot(j,k)=sum(E_gg); %energia annua incidente [Wh/m2] azimuth-tilt

T_c(i,N)=T_m24(i,N)+Gt(i,N)/1000*(45-20)/0.8; %temperatura di cella
calcolata con NOCT
DP(i,N)=gamma*(T_c(i,N)-25)/100; %correzione potenza dovuta alla
temperatura
P_prod(i,N)=Gt(i,N)*A_net*eta_p+DP(i,N)*(Gt(i,N)*A_net*eta_p); %relativa a
un solo modulo di area = A_net
E_gg_prod(1,N)=sum(P_prod(:,N)); %energie prodotta ogni gg dell'anno [Wh]
per un modulo di area = A_net
Etot_prod(j,k)=sum(E_gg_prod); %energia annua prodotta [Wh] per UN SOLO
modulo azimuth-tilt di area = A_net
end
end

k=k+1;
end
k=1;
j=j+1;
end

Etot_prod_glob=Etot_prod*0.86; %si tiene conto di una system loss
(cavi,inverter..) del 14%
xlswrite('Etot_prod_glob.xls',Etot_prod_glob);

```

La matrice così ottenuta è salvata in formato XLS in modo da poter essere consultabile dall'utente finale.

4.2.1 Funzione “calcolo_irr_medie”

Come anticipato nella descrizione della main function, per avere dei dati più affidabili sulla base dei quali condurre le stime della producibilità si prendono in considerazione le temperature e le irradianze di più periodi, in questo caso si considerano i dati di 15 anni consecutivi, dei quali se ne vuole fare una media. I valori scaricati, in questo caso dal portale PVGIS, sono collezionati in un unico vettore, il quale dovrà essere elaborato attraverso la funzione in esame per ottenere un altro vettore contenente le irradianze medie.

```

function[G_b0_mean,G_d0_mean,Tm_mean]=calcolo_irr_medie(G_totb,G_totd,Tm);

%G_totb=importdata('G_b0_all.mat'); %sarà un vettore di 8760*15 componenti (15 è
il n di anni che ho preso in considerazione su pvgis)
G_mat(:,1)=G_totb(1:8760);
G_mat(:,2)=G_totb(8760+1:8760*2);
G_mat(:,3)=G_totb(8760*2+1:8760*3);
G_mat(:,4)=G_totb(8760*3+1:8760*4);
G_mat(:,5)=G_totb(8760*4+1:8760*5);
G_mat(:,6)=G_totb(8760*5+1:8760*6);
G_mat(:,7)=G_totb(8760*6+1:8760*7);
G_mat(:,8)=G_totb(8760*7+1:8760*8);

```

```

G_mat(:,9)=G_totb(8760*8+1:8760*9);
G_mat(:,10)=G_totb(8760*9+1:8760*10);
G_mat(:,11)=G_totb(8760*10+1:8760*11);
G_mat(:,12)=G_totb(8760*11+1:8760*12);
G_mat(:,13)=G_totb(8760*12+1:8760*13);
G_mat(:,14)=G_totb(8760*13+1:8760*14);
G_mat(:,15)=G_totb(8760*14+1:8760*15);
G_mat(:,16)=G_totb(8760*15+1:8760*16);

    for h=1:1:8760
        G_b0_mean(h,1)=sum(G_mat(h,:))/16;
    end

G_totd=importdata('G_d0_all.mat');
G_mat(:,1)=G_totd(1:8760);
G_mat(:,2)=G_totd(8760+1:8760*2);
G_mat(:,3)=G_totd(8760*2+1:8760*3);
G_mat(:,4)=G_totd(8760*3+1:8760*4);
G_mat(:,5)=G_totd(8760*4+1:8760*5);
G_mat(:,6)=G_totd(8760*5+1:8760*6);
G_mat(:,7)=G_totd(8760*6+1:8760*7);
G_mat(:,8)=G_totd(8760*7+1:8760*8);
G_mat(:,9)=G_totd(8760*8+1:8760*9);
G_mat(:,10)=G_totd(8760*9+1:8760*10);
G_mat(:,11)=G_totd(8760*10+1:8760*11);
G_mat(:,12)=G_totd(8760*11+1:8760*12);
G_mat(:,13)=G_totd(8760*12+1:8760*13);
G_mat(:,14)=G_totd(8760*13+1:8760*14);
G_mat(:,15)=G_totd(8760*14+1:8760*15);
G_mat(:,16)=G_totd(8760*15+1:8760*16);

    for h=1:1:8760
        G_d0_mean(h,1)=sum(G_mat(h,:))/16;
    end

Tm=importdata('G_d0_all.mat');
G_mat(:,1)=Tm(1:8760);
G_mat(:,2)=Tm(8760+1:8760*2);
G_mat(:,3)=Tm(8760*2+1:8760*3);
G_mat(:,4)=Tm(8760*3+1:8760*4);
G_mat(:,5)=Tm(8760*4+1:8760*5);
G_mat(:,6)=Tm(8760*5+1:8760*6);
G_mat(:,7)=Tm(8760*6+1:8760*7);
G_mat(:,8)=Tm(8760*7+1:8760*8);
G_mat(:,9)=Tm(8760*8+1:8760*9);
G_mat(:,10)=Tm(8760*9+1:8760*10);
G_mat(:,11)=Tm(8760*10+1:8760*11);
G_mat(:,12)=Tm(8760*11+1:8760*12);
G_mat(:,13)=Tm(8760*12+1:8760*13);
G_mat(:,14)=Tm(8760*13+1:8760*14);
G_mat(:,15)=Tm(8760*14+1:8760*15);
G_mat(:,16)=Tm(8760*15+1:8760*16);

    for h=1:1:8760
        Tm_mean(h,1)=sum(G_mat(h,:))/16;
    end

```

La funzione restituisce tre vettori di 8760 componenti, ovvero un valore per ogni ora dell'anno: uno contenente le irradianze diffuse sul piano orizzontale medie (G_{d0_mean}), uno le irradianze dirette sul piano orizzontale medie (G_{b0_mean}) e uno contenente le temperature medie (Tm_mean).

4.2.3 Funzione “angsol”

La funzione in oggetto implementa le equazioni per il calcolo degli angoli solari viste nel capitolo 3; dapprima vengono calcolate le equazioni per ottenere il tempo solare vero, dopodiché vengono calcolati gli angoli per determinare la posizione del sole nel cielo, ovvero l'angolo di declinazione (δ), l'angolo di elevazione solare (α) e l'angolo orario (h) a fronte delle sole coordinate di latitudine e longitudine e l'indicazione dell'UTC della località in esame.

```

%% funzione per il calcolo degli angoli solari

function[delta,h,alpha]=angsol(L,LL,UTC)

%L=45;          %latitude
%LL=12;         %local long
%UTC=1;         %dipende dalla località geografica
SL=15*UTC;     %standard longitude relative to timezone
hour=0;
min=10;
N=1;           %numero del giormno dell'anno
DS=60;         %dailigth saving [min]

for N=1:1:365
    for i=1:1:24

LST=hour+min/60;    %local standard time in ore
B=(N-81)*360/365;
ET=9.87*sind(2*B)-7.53*cosd(B)-1.5*sind(B);    %equation of time [min]
AST=LST*60+ET-4*(SL-LL)+DS;    %apparent solar time [min]
h(i,N)=(AST/60-12)*15;    %hour angle  NEGATIVE IN THE MORNING; 0 AT SOLAR
NOON;
delta(i,N)=23.45*sind((284+N)*360/365);
Hss=acosd(-tand(L)*tand(delta))*1/15;    %sunset angle (sunrise angle Hsr=-Hss)
DayLength=2*Hss; % day length in hour
alpha(i,N)=asind(sind(L).*sind(delta(i,N))+cosd(L).*cosd(delta(i,N)).*cosd(h(i,
N)));
hour=hour+1;
    end
    i=i+1;
    end

```

Per la spiegazione dettagliata del significato delle equazioni si rimanda al cap. 3.

4.2.4 Funzione “Calcnum”

Questa funzione calcola il numero massimo di moduli installabili in un campo rettangolare date le esigenze di progetto. Di default la funzione esegue il calcolo calcolando la distanza tra le file in mod da rispettare la norma “CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti elettriche di Media e Bassa Tensione” che suggerisce di evitare l’ombreggiamento dalle 10:00 alle 14:00 del solstizio invernale, ovvero il 21 dicembre, giorno nel quale il sole è più basso all’orizzonte di conseguenze la proiezione dell’ombra dei moduli più lunga. Naturalmente le condizioni possono essere cambiate dall’utente, scegliendo un criterio diverso per valutare l’ombreggiamento.

```
function[numtot,interlinea_max, yint, h] =  
CalcnumFunz(tilt,AZIMUT,lat,long,AB,AE,lungh,larg)  
  
interlinea_10=lungh*sind(tilt)/(tand(SHA_10))*cosd(abs(SAA_10)); %distanza tra  
le righe (ombra)  
interlinea_14=lungh*sind(tilt)/(tand(SHA_14))*cosd(abs(SAA_14));  
interlinea_max=max(interlinea_14,interlinea_10);  
lunghproiez=lungh*cosd(tilt);  
h=lunghproiez+interlinea_max; %lato corto modulo + ombra (distanza in y)
```

Successivamente vengono calcolate le file di moduli che possono essere inserite nel campo per rispettare le dimensioni inserite dall’utente. A seconda delle esigenze progettuali si può stabilire che nessun modulo debba uscire dal limite imposto dalle dimensioni prescelte oppure che, se l’eccedenza è minima, il modulo venga conteggiato ugualmente. Questo aspetto verrà chiarito con un esempio nel seguito.

```
if AZIMUT>90  
    if AZIMUT<180  
        ab=AB;  
        AB=AE;  
        AE=ab;  
        azimut=AZIMUT-90;  
        %disp('111111')  
    else  
        if AZIMUT<270  
            view(-180,90);  
            azimut=AZIMUT-180;  
        else  
            ab=AB;  
            AB=AE;  
            AE=ab;  
            azimut=AZIMUT-270;  
        end  
    end  
end  
if azimut==0  
    alpha=0;  
end
```

```

m=tan(deg2rad(alpha));
x=[0:AB*cos(deg2rad(alpha))/1000:AB*cos(deg2rad(alpha))];
a=m*x;

m1=tan(deg2rad(alpha+90));
x1=[-AE*cos(deg2rad(180-90-alpha)):AE*cos(deg2rad(180-90-alpha))/1000:0];
b=m1*x1;

x3=[min(x1):AB*cos(deg2rad(alpha))/1000:(min(x1)+AB*cos(deg2rad(alpha)))];
c=m*x3+AE*sin(deg2rad(180-90-alpha))-m*min(x1);

x4=[max(x3):AE*cos(deg2rad(180-90-alpha))/1000:(max(x3)+AE*cos(deg2rad(180-90-
alpha)))];
d=m1*x4+(AE*sin(deg2rad(180-90-alpha))+AB*sin(deg2rad(alpha))-m1*max(x3));

yint=[0:h:AE*sind(180-90-alpha)+AB*sind(alpha)];

if max(yint)>AE*sind(180-90-alpha)+AB*sind(alpha)-lunghproiez
%per evitare che la stringa ecceda la lunghezza massima del campo
    yint=yint(1:length(yint)-1);
end

if azimuth==0

    xint=zeros(length(yint),1);
    x1int=AB*ones(length(xint),1);
    dist=abs(xint-x1int);
    num=dist/larg;
    num_int=floor(num+0.0001);
    numtot=sum(num_int);

    for i=1:1:length(yint)
        for k=1:1:num_int(i)
            rectangle('position',[xint(i)+(k-1)*larg,yint(i),larg,lunghproiez]);
        end
    end
end

if azimuth==90

    xint=AE*ones(length(yint),1);
    x1int=zeros(length(xint),1);
    dist=abs(xint-x1int);
    num=dist/larg;
    num_int=floor(num+0.0001);
    numtot=sum(num_int);

    for i=1:1:length(yint)
        for k=1:1:num_int(i)
            rectangle('position',[-xint(i)+(k-1)*larg,yint(i),larg,lunghproiez]);
        end
    end
end
end

```

```

if azimut~=0
    if azimut~=90
k=0;
    while k*h<=AB*sind(alpha)
        k=k+1;
        xint(k)=yint(k)/tand(alpha);

    end

while k*h<=AB*sind(alpha)+AE*sind(180-90-alpha)-lungoproiez
    k=k+1;
    xint(k)=[yint(k)-(AE*sind(180-90-alpha)+AB*sind(alpha))+m1*max(x3)]*1/m1;

end

%intersezioni lati sx

k=0;
    while k*h<=AE*sind(180-90-alpha)
        k=k+1;
        x1int(k)=yint(k)/m1;

    end

while k*h<=AB*sind(alpha)+AE*sind(180-90-alpha)-lungoproiez
    k=k+1;
    x1int(k)=[yint(k)-AE*sind(180-90-alpha)+m*min(x1)]*1/m;

end

for i=1:1:length(xint)
    dist(i)=xint(i)-x1int(i);
end

%valuto data la lunghezza disponibile (dist) quanti moduli ci stanno per
%ogni riga

for i=1:1:length(dist)
    num(i)=dist(i)/larg;
    num_int(i,:)=floor(num(i)+0.00001);    %numero di moduli arrotondato per
difetto
end

numtot=sum(num_int);
n=1000;
for i=1:1:length(yint)
Y=yint(i)*ones(n,1);
X=linspace(xint(i),x1int(i),n);
plot(X,Y);
end

for i=2:1:length(yint)
    for k=1:1:num_int(i)
        rectangle('position',[x1int(i)+(k-1)*larg,yint(i),larg,lungoproiez])
    end
end
end

```

Il risultato sarà il numero massimo di moduli installabili divisi per numero di righe e moduli per riga per qualsiasi orientamento del campo.

4.3 Funzioni di Trasposizione

I modelli di trasposizione presentati nel capitolo 3 sono stato anch'essi implementati in codice Matlab come segue:

1. Modello di Liu-Jordan

```

%% Liu-jordan function implementation

function[Gt]=LJ(L,delta,beta,Zs,h,N,Gb,Gd,rho)

%rho=0.25; %riflessione terreno

theta=acosd(sind(L)*sind(delta)*cosd(beta)-
cosd(L)*sind(delta)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h)*cosd(beta)+
sind(L)*cosd(delta)*cosd(h)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(delta)*sind(h)*sind(beta)*
sind(Zs));
phi=acosd(sind(L)*sind(delta)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h));
Rb=cosd(theta)/cosd(phi); %beam radiation tilt factor

Gt=Gb*Rb+Gd*((1+cosd(beta))/2)+(Gb+Gd)*rho*1/2*(1-cosd(beta));

```

2. Modello di HDKR

```

%% HDKR function implementation

function[Gt]=HDKR(L,delta,beta,Zs,h,N,Gb,Gd,rho)

rho=0.25; %riflessione terreno

theta=acosd(sind(L)*sind(delta)*cosd(beta)-
cosd(L)*sind(delta)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h)*cosd(beta)+
sind(L)*cosd(delta)*cosd(h)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(delta)*sind(h)*sind(beta)*
sind(Zs));
phi=acosd(sind(L)*sind(delta)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h));
Rb=cosd(theta)/cosd(phi); %beam radiation tilt factor

G0n=1367*(1+0.033*cosd(360*N/365));
Gbn=Gb/cosd(phi);
A=Gbn/G0n; %anisotropy index

Gtb=Gb*Rb;
Gtd=Gd*[(1-A)*1/2*(1+cosd(beta))*(1+sind(beta/2)^3)+A*Rb];
Gtr=(Gb+Gd)*rho*1/2*(1-cosd(beta));
Gt=Gtb+Gtd+Gtr;
if Gt<0
    Gt=0;
end

```

1. Modello di Reindl

```
% reindl model implementation function

function[Gt]=Reindl(L,delta,beta,Zs,h,N,Gb,Gd,rho)

%rho=0.25; %riflessione terreno
%azimut del modulo positive toward west, 0 south, negative est (180,-180)

theta=acosd(sind(L)*sind(delta)*cosd(beta)-
cosd(L)*sind(delta)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h)*cosd(beta)+
sind(L)*cosd(delta)*cosd(h)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(delta)*sind(h)*sind(beta)*
sind(Zs)); %incidence angle
phi=acosd(sind(L)*sind(delta)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h)); %zenith angle
Rb=cosd(theta)/cosd(phi); %beam radiation tilt factor

G0n=1367*(1+0.033*cosd(360*N/365));
Gbn=Gb/cosd(phi);
A=Gbn/G0n; %anisotropy index

fr=sqrt(Gb/(Gb+Gd));
rb=max(0,Rb);

Gtb=Gb*Rb;
Gtd=Gd*((1-A)*1/2*(1+cosd(beta))*(1+fr*sind(beta/2)^3)+A*rb);
Gtr=(Gb+Gd)*rho*1/2*(1-cosd(beta));
Gt=Gtb+Gtd+Gtr;

if Gt<0
    Gt=0;
end

Gt(isnan(Gt))=0;
```

1. Modello di HD

```
% HD function implementation

function[Gt]=HD(L,delta,beta,Zs,h,N,Gb,Gd,rho)

%rho=0.25; %riflessione terreno

theta=acosd(sind(L)*sind(delta)*cosd(beta)-
cosd(L)*sind(delta)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h)*cosd(beta)+sin
d(L)*cosd(delta)*cosd(h)*sind(beta)*cosd(Zs)+cosd(delta)*sind(h)*sind(beta)*sind(Z
s));
phi=acosd(sind(L)*sind(delta)+cosd(L)*cosd(delta)*cosd(h));
Rb=cosd(theta)/cosd(phi); %beam radiation tilt factor

G0n=1367*(1+0.033*cosd(360*N/365));
Gbn=Gb/cosd(phi);
A=Gbn/G0n; %anisotropy index

Gt=(Gb+Gd*A)*Rb+Gd*(1-A)*((1+cosd(beta))/2)+(Gb+Gd)*rho*1/2*(1-cosd(beta));
if Gt<0
    Gt=0;
```

Per quanto espresso nel Capitolo 3, l'utente in base al tipo di sito che vuole analizzare può scegliere il modello di trasposizione da usare sostituendolo semplicemente nella main function.

Esempio di calcolo

Negli aeroporti, come analizzato precedentemente, esistono delle limitazioni relative agli angoli consentiti per l'installazione dei moduli al fine di evitare l'abbagliamento. Di seguito sarà utilizzato il programma Matlab al fine di analizzare come l'energia prodotta dal medesimo campo fotovoltaico sia influenzato da una diversa scelta di angoli di tilt e azimut.

Si vuole inoltre testare il programma ottenendo le matrici di producibilità per tre differenti siti italiani, rappresentanti il nord, centro e sud in modo da analizzare come la producibilità del medesimo impianto venga influenzato dalla latitudine nella quale viene realizzato.

Si considera come esempio un campo quadrato di lato 100 m per tutte le località.

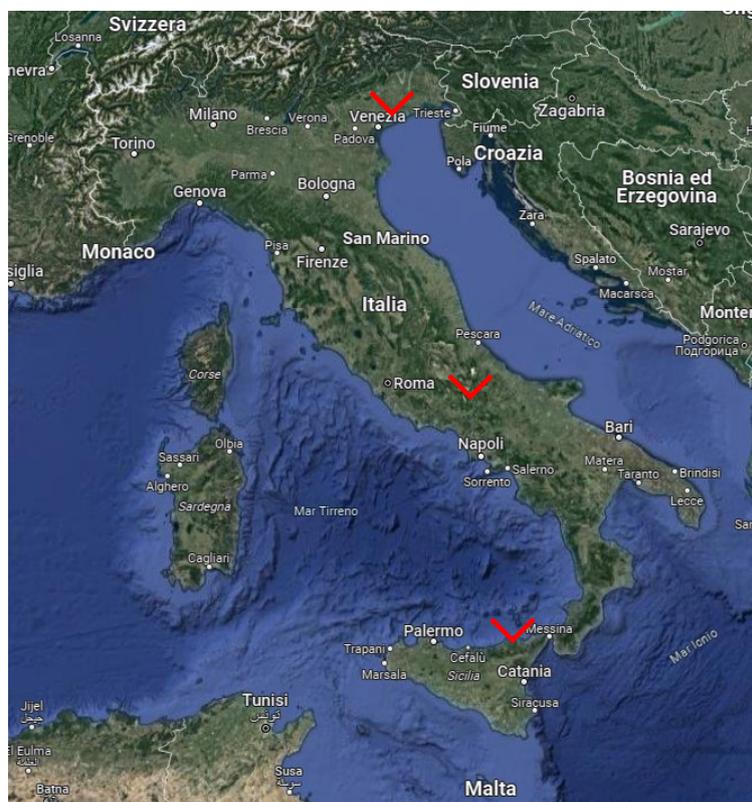


Figura 72: Mappa dei siti analizzati

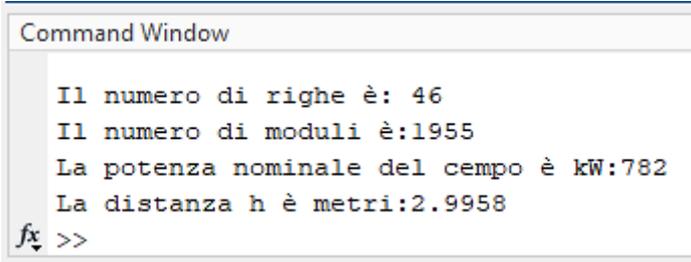
1) Nord: Verona Lat/Lon 45.439, 10.992

Come prima cosa si può notare come il numero di moduli installabili vari in misura minoritaria al variare dell'angolo di azimut, mentre sia preponderante l'influenza dell'angolo di tilt. Questo è intuitivo in quanto i moduli con inclinazione pari a zero non

producono “*internal shading*” di conseguenza possono essere disposti l’uno molto vicino all’altro.

Considerando il campo in esame, ovvero un quadrato di lato 100 m, si analizza la configurazione con angolo di azimut 30°, moduli orientati a sud ad un angolo di tilt di 40°.il software fornisce il numero di moduli totale, il numero di righe, il numero di moduli per ogni riga e la distanza da una riga all’altra per rispettare la CEI 82-25.

```
"Il numero di moduli per la riga 1 è:0" "Il numero di moduli per la riga 24 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 2 è:4" "Il numero di moduli per la riga 25 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 3 è:8" "Il numero di moduli per la riga 26 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 4 è:12" "Il numero di moduli per la riga 27 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 5 è:16" "Il numero di moduli per la riga 28 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 6 è:20" "Il numero di moduli per la riga 29 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 7 è:24" "Il numero di moduli per la riga 30 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 8 è:28" "Il numero di moduli per la riga 31 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 9 è:32" "Il numero di moduli per la riga 32 è:67"
"Il numero di moduli per la riga 10 è:36" "Il numero di moduli per la riga 33 è:63"
"Il numero di moduli per la riga 11 è:40" "Il numero di moduli per la riga 34 è:59"
"Il numero di moduli per la riga 12 è:45" "Il numero di moduli per la riga 35 è:55"
"Il numero di moduli per la riga 13 è:49" "Il numero di moduli per la riga 36 è:51"
"Il numero di moduli per la riga 14 è:53" "Il numero di moduli per la riga 37 è:47"
"Il numero di moduli per la riga 15 è:57" "Il numero di moduli per la riga 38 è:43"
"Il numero di moduli per la riga 16 è:61" "Il numero di moduli per la riga 39 è:39"
"Il numero di moduli per la riga 17 è:65" "Il numero di moduli per la riga 40 è:35"
"Il numero di moduli per la riga 18 è:68" "Il numero di moduli per la riga 41 è:31"
"Il numero di moduli per la riga 19 è:68" "Il numero di moduli per la riga 42 è:27"
"Il numero di moduli per la riga 20 è:68" "Il numero di moduli per la riga 43 è:19"
"Il numero di moduli per la riga 21 è:68" "Il numero di moduli per la riga 44 è:14"
"Il numero di moduli per la riga 22 è:68" "Il numero di moduli per la riga 45 è:6"
"Il numero di moduli per la riga 23 è:68" "Il numero di moduli per la riga 46 è:2"
```



```
Command Window

Il numero di righe è: 46
Il numero di moduli è:1955
La potenza nominale del campo è kW:782
La distanza h è metri:2.9958
fx >>
```

Figura 73: Output programma di calcolo – numero moduli per riga, righe e moduli totali, potenza e distanza tra le file

Inoltre, fornisce un’immagine grafica della configurazione desiderata, evidenziandone tutti i parametri sopra elencati.

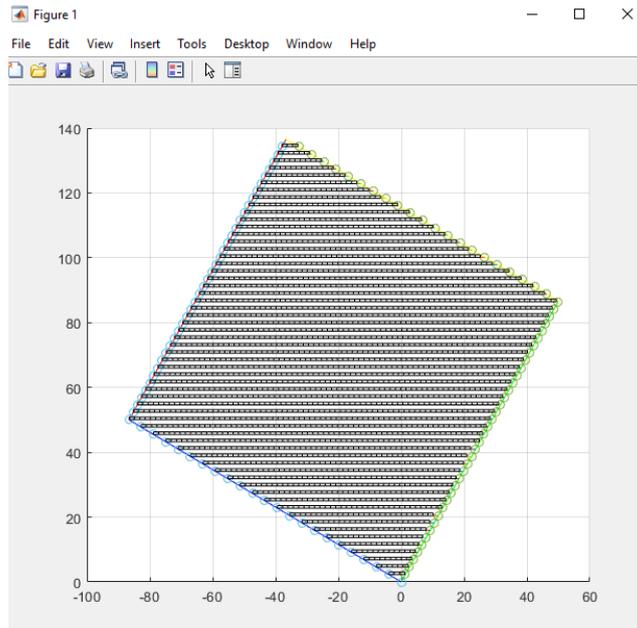


Figura 74: Disposizione dei moduli all'interno del perimetro individuato

L'immagine rappresenta il campo inclinato all'angolo di azimut prescelto nel quale sono raffigurate le file di moduli con angolo di tilt e azimut desiderati. La distanza tra le file risulta essere 3 m, e ogni fila contiene il massimo numero di moduli per evitare che eccedano in nessun caso la dimensione del campo, come può essere meglio apprezzato nella figura di dettaglio seguente.

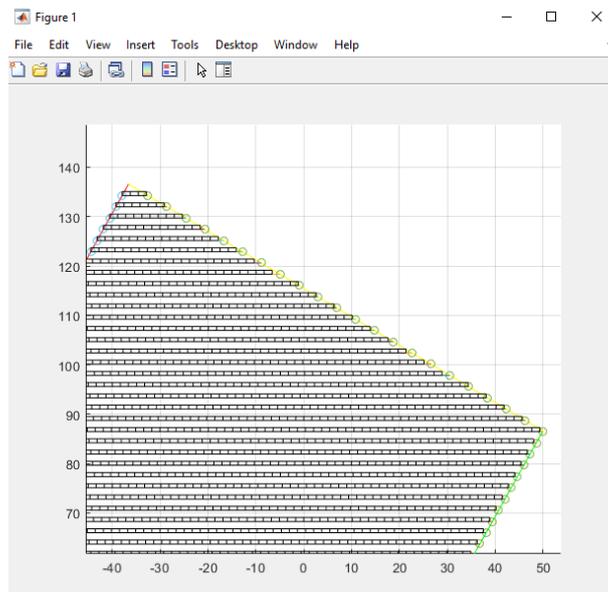


Figura 75: Dettaglio degli array all'interno del campo

Cambiando configurazione naturalmente cambieranno le distanze tra le file e il numero di moduli. Naturalmente sarebbe oneroso nonché poco pratico eseguire l'analisi a ogni

variazione di geometria che si desidera analizzare, ecco che i dati vengono raccolti nella tabella seguente.

		numero moduli installabili																		
		tilt																		
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	5605	4366	3599	3127	2773	2478	2242	2124	2006	1888	1829	1770	1711	1711	1652	1652	1711	1711	1770	
-150	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
-120	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
-90	5605	4366	3599	3127	2773	2478	2242	2124	2006	1888	1829	1770	1711	1711	1652	1652	1711	1711	1770	
-60	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
-30	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
0	5605	4366	3599	3127	2773	2478	2242	2124	2006	1888	1829	1770	1711	1711	1652	1652	1711	1711	1770	
30	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
60	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
90	5605	4366	3599	3127	2773	2478	2242	2124	2006	1888	1829	1770	1711	1711	1652	1652	1711	1711	1770	
120	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
150	5602	4370	3608	3091	2722	2449	2239	2080	1955	1857	1776	1723	1684	1655	1641	1642	1652	1676	1714	
180	5605	4366	3599	3127	2773	2478	2242	2124	2006	1888	1829	1770	1711	1711	1652	1652	1711	1711	1770	

Figura 76: Matrice del numero di moduli

Da questa analisi sembrerebbe che la condizione ottimale di installazione sia proprio un angolo uguale a zero, tuttavia, per una buona progettazione va tenuto in considerazione non solo la massimizzazione della produzione, ma anche riuscire a ottenerla nella maniera più efficiente possibile.

Se andiamo ad analizzare il risultato relativo alla produzione si può chiaramente apprezzare come l'inclinazione ottimale non sia quella che massimizza il numero di moduli installabili, infatti nella figura seguente si può vedere come l'orientamento che massimizza la produzione è 40° sud (azimut 0°).

		energia prodotta UNITARIA [Wh]																		
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	4,62E+05	4,38E+05	4,11E+05	3,82E+05	3,52E+05	3,21E+05	2,89E+05	2,58E+05	2,28E+05	2,00E+05	1,73E+05	1,48E+05	1,24E+05	1,03E+05	8,35E+04	6,70E+04	5,29E+04	4,16E+04	3,34E+04	
-150	4,62E+05	4,40E+05	4,16E+05	3,90E+05	3,63E+05	3,35E+05	3,06E+05	2,78E+05	2,50E+05	2,24E+05	1,99E+05	1,75E+05	1,53E+05	1,33E+05	1,16E+05	1,00E+05	8,70E+04	7,59E+04	6,63E+04	
-120	4,62E+05	4,48E+05	4,32E+05	4,14E+05	3,95E+05	3,75E+05	3,54E+05	3,33E+05	3,13E+05	2,93E+05	2,74E+05	2,55E+05	2,38E+05	2,21E+05	2,05E+05	1,89E+05	1,75E+05	1,60E+05	1,46E+05	
-90	4,62E+05	4,60E+05	4,55E+05	4,48E+05	4,39E+05	4,29E+05	4,18E+05	4,06E+05	3,94E+05	3,81E+05	3,67E+05	3,53E+05	3,38E+05	3,23E+05	3,07E+05	2,90E+05	2,73E+05	2,56E+05	2,37E+05	
-60	4,62E+05	4,71E+05	4,78E+05	4,82E+05	4,84E+05	4,84E+05	4,82E+05	4,78E+05	4,72E+05	4,64E+05	4,55E+05	4,43E+05	4,30E+05	4,16E+05	4,00E+05	3,81E+05	3,62E+05	3,41E+05	3,19E+05	
-30	4,62E+05	4,80E+05	4,96E+05	5,08E+05	5,18E+05	5,25E+05	5,30E+05	5,31E+05	5,30E+05	5,27E+05	5,20E+05	5,11E+05	4,99E+05	4,85E+05	4,68E+05	4,49E+05	4,28E+05	4,04E+05	3,78E+05	
0	4,62E+05	4,84E+05	5,03E+05	5,19E+05	5,32E+05	5,43E+05	5,50E+05	5,54E+05	5,56E+05	5,54E+05	5,49E+05	5,41E+05	5,29E+05	5,15E+05	4,98E+05	4,78E+05	4,56E+05	4,31E+05	4,03E+05	
30	4,62E+05	4,81E+05	4,98E+05	5,12E+05	5,23E+05	5,31E+05	5,36E+05	5,38E+05	5,38E+05	5,35E+05	5,29E+05	5,20E+05	5,08E+05	4,94E+05	4,78E+05	4,58E+05	4,37E+05	4,13E+05	3,87E+05	
60	4,62E+05	4,73E+05	4,82E+05	4,88E+05	4,92E+05	4,93E+05	4,92E+05	4,88E+05	4,83E+05	4,76E+05	4,67E+05	4,56E+05	4,44E+05	4,30E+05	4,13E+05	3,95E+05	3,76E+05	3,55E+05	3,33E+05	
90	4,62E+05	4,62E+05	4,59E+05	4,55E+05	4,48E+05	4,39E+05	4,29E+05	4,18E+05	4,06E+05	3,93E+05	3,80E+05	3,66E+05	3,51E+05	3,36E+05	3,20E+05	3,04E+05	2,87E+05	2,69E+05	2,51E+05	
120	4,62E+05	4,50E+05	4,36E+05	4,20E+05	4,02E+05	3,83E+05	3,63E+05	3,43E+05	3,22E+05	3,02E+05	2,82E+05	2,64E+05	2,46E+05	2,30E+05	2,14E+05	1,99E+05	1,84E+05	1,70E+05	1,56E+05	
150	4,62E+05	4,41E+05	4,18E+05	3,93E+05	3,67E+05	3,39E+05	3,11E+05	2,83E+05	2,55E+05	2,28E+05	2,03E+05	1,79E+05	1,57E+05	1,36E+05	1,20E+05	1,05E+05	9,19E+04	8,10E+04	7,16E+04	
180	4,62E+05	4,38E+05	4,11E+05	3,82E+05	3,52E+05	3,21E+05	2,89E+05	2,58E+05	2,28E+05	2,00E+05	1,73E+05	1,48E+05	1,24E+05	1,03E+05	8,35E+04	6,70E+04	5,29E+04	4,16E+04	3,34E+04	

Figura 77: Matrice di producibilità

Come ci si aspetta dall'esperienza, ad angoli di tilt estremi la produzione si riduce considerevolmente, di conseguenza per le latitudini italiane l'angolo di tilt ottimo è compreso tra i 30 e i 40 gradi sud.

Componendo le due tabelle si ottiene l'energia prodotta annuale per ogni combinazione di angoli tilt-azimut per il campo dato.

		energia prodotta TOTALE CONSIDERATI I MODULI INSTALLATI NEL CAMPO [MWh]																		
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	2589,89	1911,01	1479,17	1195,37	976,05	794,88	648,48	548,31	458,01	377,50	316,46	261,33	212,27	175,51	137,98	110,76	90,59	71,26	53,16	
-150	2588,50	1923,77	1501,26	1205,97	987,48	819,27	685,33	578,06	489,48	415,72	352,72	301,46	257,94	220,78	189,73	164,47	143,78	127,13	113,66	
-120	2588,50	1958,86	1559,31	1280,79	1075,34	918,09	793,03	693,43	611,47	543,74	485,88	439,82	400,40	365,74	336,24	311,13	288,38	268,44	250,58	
-90	2589,89	2006,74	1636,94	1400,84	1218,47	1064,02	937,85	863,37	790,31	719,27	671,81	625,16	578,91	552,66	507,35	479,70	467,64	437,55	419,99	
-60	2588,50	2059,62	1724,67	1490,62	1317,83	1185,03	1078,45	993,60	922,36	861,90	807,64	763,94	724,76	688,52	655,75	625,97	597,58	571,59	546,45	
-30	2588,50	2098,36	1788,15	1571,20	1410,63	1286,65	1186,19	1105,36	1036,83	978,17	924,33	881,00	840,99	802,80	768,70	737,81	706,62	677,15	648,57	
0	2589,89	2112,47	1809,94	1623,33	1476,53	1345,13	1233,43	1177,52	1114,41	1045,20	1003,35	956,71	905,88	861,79	823,25	790,39	779,96	736,98	713,76	
30	2588,50	2103,45	1796,48	1581,73	1422,80	1300,05	1200,28	1119,90	1051,76	993,04	938,89	895,51	855,85	817,98	783,77	752,63	721,61	692,33	663,76	
60	2588,50	2068,42	1738,98	1508,60	1338,31	1206,88	1100,93	1015,97	944,84	884,47	829,76	786,22	747,58	710,88	677,91	649,14	621,34	595,23	570,33	
90	2589,89	2016,87	1653,31	1421,38	1241,59	1087,99	961,69	887,27	813,85	741,96	694,34	647,38	601,22	575,47	529,16	502,25	491,25	460,58	443,87	
120	2588,50	1967,63	1573,48	1298,08	1094,55	938,09	812,83	712,60	629,62	560,48	501,50	454,69	414,87	380,27	351,19	326,46	304,01	284,42	267,01	
150	2588,50	1928,84	1509,47	1215,96	998,45	830,64	696,19	588,03	498,46	423,77	360,20	308,65	265,06	227,84	196,79	171,84	151,77	135,78	122,67	
180	2589,89	1911,01	1479,17	1195,37	976,05	794,88	648,48	548,31	458,01	377,50	316,46	261,33	212,27	175,51	137,98	110,76	90,59	71,26	53,16	

Figura 78: Matrice della producibilità totale

Si vede che comunque massimizzare il numero di moduli installati è prevalente rispetto a un'inclinazione ottima ma solo per quanto riguarda la totale energia prodotta annualmente. Al fine di un investimento è bene analizzare il *capacity factor* dell'impianto, ovvero il rapporto tra l'energia effettivamente prodotta e l'energia che sarebbe stata prodotta se l'impianto avesse funzionato in modo continuativo alla potenza nominale.

		capacity factor																		
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	13,19	12,49	11,73	10,91	10,05	9,15	8,25	7,37	6,52	5,71	4,94	4,21	3,54	2,93	2,38	1,91	1,51	1,19	0,95	
-150	13,19	12,56	11,87	11,13	10,35	9,55	8,74	7,93	7,15	6,39	5,67	4,99	4,37	3,81	3,30	2,86	2,48	2,16	1,89	
-120	13,19	12,73	12,33	11,83	11,27	10,70	10,11	9,51	8,93	8,36	7,81	7,28	6,79	6,31	5,85	5,41	4,98	4,57	4,17	
-90	13,19	13,12	12,98	12,78	12,54	12,25	11,94	11,60	11,24	10,87	10,48	10,08	9,66	9,22	8,76	8,29	7,80	7,30	6,77	
-60	13,19	13,45	13,64	13,76	13,82	13,81	13,75	13,63	13,46	13,25	12,98	12,65	12,28	11,87	11,40	10,88	10,32	9,73	9,10	
-30	13,19	13,70	14,14	14,51	14,79	14,99	15,12	15,17	15,14	15,03	14,85	14,59	14,25	13,84	13,37	12,82	12,21	11,53	10,80	
0	13,19	13,81	14,35	14,82	15,20	15,49	15,70	15,82	15,85	15,80	15,66	15,43	15,11	14,71	14,22	13,65	13,01	12,29	11,51	
30	13,19	13,74	14,21	14,60	14,92	15,15	15,30	15,37	15,35	15,26	15,09	14,83	14,50	14,11	13,63	13,08	12,47	11,79	11,05	
60	13,19	13,51	13,76	13,93	14,03	14,06	14,03	13,94	13,79	13,59	13,33	13,02	12,67	12,26	11,79	11,28	10,73	10,14	9,50	
90	13,19	13,18	13,11	12,97	12,78	12,53	12,24	11,92	11,58	11,22	10,83	10,44	10,03	9,60	9,14	8,68	8,19	7,68	7,16	
120	13,19	12,85	12,45	11,98	11,48	10,93	10,36	9,78	9,19	8,61	8,06	7,53	7,03	6,56	6,11	5,67	5,25	4,84	4,45	
150	13,19	12,60	11,94	11,23	10,47	9,68	8,87	8,07	7,28	6,51	5,79	5,11	4,49	3,93	3,42	2,99	2,62	2,31	2,04	
180	13,19	12,49	11,73	10,91	10,05	9,15	8,25	7,37	6,52	5,71	4,94	4,21	3,54	2,93	2,38	1,91	1,51	1,19	0,95	

Figura 79: Capacity Factor Nord

Dalla tabella emerge che a Verona la combinazione tilt-azimut che ottimizza il *capacity factor* è 40° sud, con un valore pari a 15,85 e un rapporto tra energia prodotta e potenza installata, il noto fattore kWh/kW_p pari a 1388,85.

		energia prodotta/potenza installata [kWh/kWp]																		
		0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	1155,17	1094,25	1027,49	955,68	879,96	801,94	723,10	645,37	570,80	499,87	432,56	369,11	310,16	256,45	208,80	167,62	132,36	104,12	83,56	
-150	1155,17	1100,55	1040,23	975,38	906,94	836,34	765,22	694,79	625,94	559,66	496,50	437,40	382,93	333,50	289,04	250,40	217,59	189,64	165,78	
-120	1155,17	1120,63	1080,45	1035,90	987,64	937,21	885,47	833,45	781,94	732,01	683,96	638,16	594,42	552,48	512,25	473,71	436,40	400,41	365,50	
-90	1155,17	1149,07	1137,08	1119,96	1098,52	1073,47	1045,77	1016,21	984,94	952,42	918,27	883,00	845,86	807,51	767,78	725,94	683,29	639,32	593,20	
-60	1155,17	1178,27	1195,03	1205,61	1210,35	1209,71	1204,17	1194,23	1179,49	1160,35	1136,89	1108,45	1075,95	1040,06	999,01	953,05	904,33	852,61	797,04	
-30	1155,17	1200,43	1239,02	1270,79	1295,59	1313,45	1324,46	1328,56	1325,87	1316,87	1301,14	1278,29	1248,50	1212,69	1171,09	1123,34	1069,35	1010,08	945,99	
0	1155,17	1209,61	1257,25	1297,84	1331,17	1357,07	1375,37	1385,97	1388,85	1384,00	1371,44	1351,29	1323,61	1288,42	1245,84	1196,12	1139,62	1076,83	1008,14	
30	1155,17	1203,35	1244,79	1279,30	1306,76	1327,13	1340,19	1346,03	1344,96	1336,89	1321,64	1299,35	1270,55	1235,62	1194,04	1145,90	1092,03	1032,72	968,15	
60	1155,17	1183,31	1204,95	1220,15	1229,16	1232,01	1229,26	1221,12	1208,24	1190,73	1168,02	1140,77	1109,83	1073,83	1032,77	988,33	940,28	887,88	831,87	
90	1155,17	1154,87	1148,45	1136,37	1119,36	1097,65	1072,35	1044,34	1014,27	982,47	949,07	914,37	878,46	840,84	800,79	760,07	717,78	672,97	626,93	
120	1155,17	1125,65	1090,27	1049,88	1005,28	957,63	907,58	856,49	805,14	754,55	705,94	659,73	615,90	574,43	535,02	497,04	460,07	424,25	389,46	
150	1155,17	1103,45	1045,92	983,46	917,02	847,94	777,34	706,76	637,42	570,50	507,04	447,84	393,50	344,17	299,80	261,64	229,68	202,53	178,93	
180	1155,17	1094,25	1027,49	955,68	879,96	801,94	723,10	645,37	570,80	499,87	432,56	369,11	310,16	256,45	208,80	167,62	132,36	104,12	83,56	

Figura 80: Rapporto kWh/kWp

Questo sta a significare che per un campo di geometria fissata gli angoli che massimizzano l'energia producibile sono diversi da quelli che ottimizzano lo sfruttamento del singolo modulo.

Come si analizzerà in seguito, quest'ultima tabella è estremamente utile per compiere rapide valutazioni circa la perdita di produzioni che si avrebbe installando i moduli in posizioni diverse da quelle ottime.

2) Centro:Fiumicino Lat/Lon 41.768, 12.234

Per quanto riguarda il centro Italia si può notare subito come il numero di moduli installabili sia maggiore, questo è dovuto alla posizione relativa del sole che causa un'ombra minore rispetto al nord Italia. Questo ovviamente incide direttamente sulla potenza nominale del campo.

	potenza nominale installata [kWp]																		
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	2242	1841	1558	1369	1227	1133	1038	967,6	920,4	896,8	873,2	849,6	826	826	826	826	826	849,6	873,2
-150	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
-120	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
-90	2242	1841	1558	1369	1227	1133	1038	967,6	920,4	896,8	873,2	849,6	826	826	826	826	826	849,6	873,2
-60	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
-30	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
0	2242	1841	1558	1369	1227	1133	1038	967,6	920,4	896,8	873,2	849,6	826	826	826	826	826	849,6	873,2
30	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
60	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
90	2242	1841	1558	1369	1227	1133	1038	967,6	920,4	896,8	873,2	849,6	826	826	826	826	826	849,6	873,2
120	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
150	2241	1830	1559	1366	1224	1116	1033	968,4	917,2	878	849,2	826,8	812,8	802,4	802,4	806	817,2	835,2	859,6
180	2242	1841	1558	1369	1227	1133	1038	967,6	920,4	896,8	873,2	849,6	826	826	826	826	826	849,6	873,2

Figura 81: Potenza totale installabile

Come ci si può aspettare il rapporto kWh/kW_p in questo caso risulta maggiore rispetto al caso precedente e in corrispondenza di un angolo di tilt minore essendo questo sito a una latitudine minore.

	ore equivalenti [kWh/kWp]																		
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	1333,00	1264,97	1189,83	1108,38	1021,83	931,59	839,87	748,98	661,98	580,09	503,07	430,17	361,06	297,05	239,87	190,11	148,27	115,04	91,94
-150	1333,00	1272,78	1205,56	1132,51	1054,80	973,78	891,26	808,88	728,31	650,60	576,82	507,53	443,61	385,75	334,61	291,12	254,60	223,55	196,35
-120	1333,00	1295,70	1251,50	1201,76	1147,57	1090,43	1031,76	972,43	914,01	857,07	802,39	749,99	699,49	651,52	605,24	560,93	517,51	476,06	435,27
-90	1333,00	1327,57	1315,03	1296,31	1272,90	1245,32	1214,91	1181,74	1147,02	1110,02	1071,50	1030,64	987,98	944,75	897,39	849,02	799,97	747,74	693,51
-60	1333,00	1359,84	1379,08	1391,14	1396,66	1395,82	1389,53	1377,49	1360,35	1337,85	1309,22	1276,07	1238,32	1194,45	1144,80	1092,23	1035,66	973,69	908,33
-30	1333,00	1383,88	1426,80	1461,56	1488,32	1506,99	1517,32	1519,78	1514,65	1501,36	1479,43	1450,09	1413,65	1369,79	1318,24	1259,52	1195,05	1124,57	1048,19
0	1333,00	1393,27	1445,40	1489,13	1524,19	1550,36	1567,57	1575,80	1574,98	1565,21	1546,49	1518,75	1482,08	1436,75	1383,18	1321,97	1253,51	1177,93	1095,59
30	1333,00	1385,49	1429,93	1466,10	1493,96	1513,57	1524,72	1527,80	1523,14	1510,04	1488,63	1459,70	1423,21	1379,20	1327,55	1269,13	1204,43	1133,33	1056,48
60	1333,00	1362,61	1384,44	1398,69	1405,86	1406,47	1401,34	1390,52	1374,18	1352,06	1324,19	1291,55	1253,95	1210,07	1161,25	1108,23	1050,97	988,85	923,65
90	1333,00	1330,76	1321,19	1305,16	1283,68	1257,73	1228,57	1196,70	1163,06	1127,05	1088,74	1048,81	1007,11	962,98	916,11	868,41	819,03	766,23	712,34
120	1333,00	1298,47	1256,95	1209,67	1157,72	1102,29	1045,03	987,07	929,55	873,70	819,66	767,84	718,06	670,22	624,06	579,75	536,15	493,65	452,52
150	1333,00	1274,38	1208,74	1137,29	1060,97	981,48	900,34	819,31	740,03	663,33	590,30	521,43	457,50	399,44	347,61	303,11	265,97	234,44	206,81
180	1333,00	1264,97	1189,83	1108,38	1021,83	931,59	839,87	748,98	661,98	580,09	503,07	430,17	361,06	297,05	239,87	190,11	148,27	115,04	91,94

Figura 82: Rapporto kWh/kWp

Per concludere, il capacity factor per ogni orientazione dei moduli:

	capacity factor																		
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	15,22	14,44	13,58	12,65	11,66	10,63	9,59	8,55	7,56	6,62	5,74	4,91	4,12	3,39	2,74	2,17	1,69	1,31	1,05
-150	15,22	14,53	13,76	12,93	12,04	11,12	10,17	9,23	8,31	7,43	6,58	5,79	5,06	4,40	3,82	3,32	2,91	2,55	2,24
-120	15,22	14,79	14,29	13,72	13,10	12,45	11,78	11,10	10,43	9,78	9,16	8,56	7,99	7,44	6,91	6,40	5,91	5,43	4,97
-90	15,22	15,15	15,01	14,80	14,53	14,22	13,87	13,49	13,09	12,67	12,23	11,77	11,28	10,78	10,24	9,69	9,13	8,54	7,92
-60	15,22	15,52	15,74	15,88	15,94	15,93	15,86	15,72	15,53	15,27	14,95	14,57	14,14	13,64	13,07	12,47	11,82	11,12	10,37
-30	15,22	15,80	16,29	16,68	16,99	17,20	17,32	17,35	17,29	17,14	16,89	16,55	16,14	15,64	15,05	14,38	13,64	12,84	11,97
0	15,22	15,90	16,50	17,00	17,40	17,70	17,89	17,99	17,98	17,87	17,65	17,34	16,92	16,40	15,79	15,09	14,31	13,45	12,51
30	15,22	15,82	16,32	16,74	17,05	17,28	17,41	17,44	17,39	17,24	16,99	16,66	16,25	15,74	15,15	14,49	13,75	12,94	12,06
60	15,22	15,55	15,80	15,97	16,05	16,06	16,00	15,87	15,69	15,43	15,12	14,74	14,31	13,81	13,26	12,65	12,00	11,29	10,54
90	15,22	15,19	15,08	14,90	14,65	14,36	14,02	13,66	13,28	12,87	12,43	11,97	11,50	10,99	10,46	9,91	9,35	8,75	8,13
120	15,22	14,82	14,35	13,81	13,22	12,58	11,93	11,27	10,61	9,97	9,36	8,77	8,20	7,65	7,12	6,62	6,12	5,64	5,17
150	15,22	14,55	13,80	12,98	12,11	11,20	10,28	9,35	8,45	7,57	6,74	5,95	5,22	4,56	3,97	3,46	3,04	2,68	2,36
180	15,22	14,44	13,58	12,65	11,66	10,63	9,59	8,55	7,56	6,62	5,74	4,91	4,12	3,39	2,74	2,17	1,69	1,31	1,05

Figura 83: Capacity Factor Centro

3) Sud: Palermo Lat/Lon 38.111, 13.352

Nella località del sud Italia si risultati sono del tutto analoghi a quelli precedentemente analizzati per gli altri siti, tuttavia com'è ovvio il valore della produzione è aumentato notevolmente, di conseguenza il capacity factor.

	capacity factor																		
	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50	55	60	65	70	75	80	85	90
-180	15,47	14,83	14,11	13,31	12,44	11,51	10,55	9,56	8,57	7,60	6,68	5,80	4,96	4,17	3,42	2,75	2,17	1,68	1,30
-150	15,47	14,90	14,24	13,51	12,71	11,87	10,99	10,08	9,17	8,27	7,39	6,55	5,75	5,01	4,34	3,74	3,23	2,79	2,42
-120	15,47	15,11	14,66	14,14	13,56	12,93	12,27	11,59	10,91	10,23	9,56	8,91	8,28	7,67	7,09	6,52	5,97	5,45	4,94
-90	15,47	15,40	15,25	15,02	14,73	14,38	14,01	13,59	13,14	12,67	12,18	11,66	11,12	10,58	10,00	9,41	8,81	8,19	7,55
-60	15,47	15,70	15,85	15,91	15,90	15,81	15,67	15,45	15,19	14,86	14,47	14,03	13,55	13,00	12,40	11,77	11,09	10,36	9,61
-30	15,47	15,93	16,30	16,58	16,77	16,87	16,88	16,81	16,66	16,42	16,08	15,68	15,20	14,65	14,01	13,32	12,56	11,74	10,87
0	15,47	16,03	16,49	16,86	17,13	17,31	17,39	17,37	17,25	17,05	16,74	16,35	15,86	15,28	14,63	13,89	13,09	12,21	11,27
30	15,47	15,96	16,36	16,66	16,87	16,99	17,02	16,96	16,82	16,59	16,27	15,87	15,39	14,84	14,20	13,51	12,75	11,93	11,05
60	15,47	15,75	15,94	16,04	16,07	16,01	15,88	15,68	15,43	15,11	14,73	14,30	13,82	13,28	12,69	12,05	11,38	10,66	9,91
90	15,47	15,46	15,35	15,17	14,91	14,59	14,22	13,81	13,38	12,92	12,45	11,94	11,43	10,89	10,32	9,75	9,17	8,55	7,92
120	15,47	15,15	14,75	14,27	13,72	13,11	12,46	11,80	11,12	10,46	9,81	9,18	8,57	7,98	7,42	6,87	6,34	5,82	5,32
150	15,47	14,92	14,23	13,58	12,81	11,98	11,10	10,21	9,32	8,43	7,58	6,75	5,97	5,24	4,58	3,98	3,47	3,03	2,64
180	15,47	14,83	14,11	13,31	12,44	11,51	10,55	9,56	8,57	7,60	6,68	5,80	4,96	4,17	3,42	2,75	2,17	1,68	1,30

Figura 84: Capacity Factor Sud

L'angolo ottimale di inclinazione dei moduli per Palermo risulta essere di 30° sud.

Considerando l'esempio fatto precedentemente nel caso di azimuth 30° e tilt 40°, a sud la configurazione è, come da aspettative, piuttosto diversa.

```

"Il numero di moduli per la riga 1 è:0" "Il numero di moduli per la riga 30 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 2 è:3" "Il numero di moduli per la riga 31 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 3 è:6" "Il numero di moduli per la riga 32 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 4 è:9" "Il numero di moduli per la riga 33 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 5 è:12" "Il numero di moduli per la riga 34 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 6 è:15" "Il numero di moduli per la riga 35 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 7 è:18" "Il numero di moduli per la riga 36 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 8 è:21" "Il numero di moduli per la riga 37 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 9 è:24" "Il numero di moduli per la riga 38 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 10 è:27" "Il numero di moduli per la riga 39 è:68"
"Il numero di moduli per la riga 11 è:31" "Il numero di moduli per la riga 40 è:65"
"Il numero di moduli per la riga 12 è:34" "Il numero di moduli per la riga 41 è:62"
"Il numero di moduli per la riga 13 è:37" "Il numero di moduli per la riga 42 è:59"
"Il numero di moduli per la riga 14 è:40" "Il numero di moduli per la riga 43 è:56"
"Il numero di moduli per la riga 15 è:43" "Il numero di moduli per la riga 44 è:52"
"Il numero di moduli per la riga 16 è:46" "Il numero di moduli per la riga 45 è:49"
"Il numero di moduli per la riga 17 è:49" "Il numero di moduli per la riga 46 è:46"
"Il numero di moduli per la riga 18 è:52" "Il numero di moduli per la riga 47 è:43"
"Il numero di moduli per la riga 19 è:55" "Il numero di moduli per la riga 48 è:40"
"Il numero di moduli per la riga 20 è:59" "Il numero di moduli per la riga 49 è:37"
"Il numero di moduli per la riga 21 è:62" "Il numero di moduli per la riga 50 è:34"
"Il numero di moduli per la riga 22 è:65" "Il numero di moduli per la riga 51 è:31"
"Il numero di moduli per la riga 23 è:68" "Il numero di moduli per la riga 52 è:28"
"Il numero di moduli per la riga 24 è:68" "Il numero di moduli per la riga 53 è:24"
"Il numero di moduli per la riga 25 è:68" "Il numero di moduli per la riga 54 è:21"
"Il numero di moduli per la riga 26 è:68" "Il numero di moduli per la riga 55 è:18"
"Il numero di moduli per la riga 27 è:68" "Il numero di moduli per la riga 56 è:15"
"Il numero di moduli per la riga 28 è:68" "Il numero di moduli per la riga 57 è:12"
"Il numero di moduli per la riga 29 è:68" "Il numero di moduli per la riga 58 è:9"
"Il numero di moduli per la riga 30 è:68" "Il numero di moduli per la riga 59 è:6"
"Il numero di moduli per la riga 30 è:68" "Il numero di moduli per la riga 60 è:3"

```

```

Command Window
Il numero di righe è: 60
Il numero di moduli è:2574
La potenza nominale del campo è kW:1029.6
La distanza h è metri:2.2755
fx >>

```

Figura 85: Output programma di calcolo – numero moduli per riga, righe e moduli totali, potenza e distanza tra le file

Come si può vedere dai risultati della simulazione il numero di righe è 60 rispetto alle 46 del caso nord, questo perché in questo caso a parità di angolo di azimut e tilt la proiezione dell'ombra ha lunghezza minore essendo a una latitudine minore. Risulta infatti 2,75 m rispetto ai 3 m del caso 1.

In conclusione, emerge che, in direzione meridionale, si registra non solo un maggiore livello di irraggiamento solare, ma anche una maggiore capacità installabile per metro quadro, rispettando comunque il vincolo dell'ombreggiamento interno. Inoltre, la capacità di generazione energetica, misurata attraverso il parametro noto come "capacity factor", è più elevata nella direzione sud. Per illustrare ciò con un esempio specifico, consideriamo una configurazione identica, ad esempio a 40° di latitudine sud: il capacity factor a nord sarà di 15,85, mentre a sud sarà di 17,25. Assumendo inoltre che l'impianto considerato sia lo stesso in entrambi i siti, è evidente come il capacity factor influisca sul

periodo di recupero dell'investimento, cioè il "simple-payback", poiché l'energia prodotta per unità di potenza installata risulterà maggiore.

In generale, va considerato che un elevato capacity factor può influire positivamente sulla redditività di un progetto e contribuire ad abbreviare il periodo di payback. Tuttavia, la relazione esatta dipenderà da variabili specifiche del progetto, tra cui i costi iniziali, i flussi di cassa, gli incentivi fiscali e altri fattori finanziari. Entrambi i concetti sono fondamentali per una valutazione completa dell'efficacia e della sostenibilità di un investimento.

Questi risultati, in particolare i valori di producibilità, sono stati verificati attraverso comparazioni sistematiche con i risultati di PVsyst e PVgis. Avendo a disposizione i dati di abbagliamento, ovvero gli angoli di orientamento proibiti, è possibile in maniera molto semplice analizzare, tra le varie possibilità, quale sia la migliore, come sarà analizzato nel dettaglio nel capitolo seguente. In questo modo, avendo a disposizione per ogni angolo i dati di produzione attesa, si potrà verificare molto velocemente quale configurazione sia migliore, o persino se a certe restrizioni l'investimento non sia più profittevole.

5 Verifica abbagliamento nell'aeroporto di Cuneo e calcolo producibilità attraverso lo script Matlab

In questo capitolo si vuole eseguire uno studio sul tema abbagliamento per l'installazione di moduli fotovoltaici all'interno del sedime aeroportuale, in modo da rendere effettivi gli argomenti trattati fino a questo punto. La trattazione si svilupperà in due fasi consecutive, la prima riguarderà l'introduzione del software ForgeSolar per il calcolo dell'abbagliamento, successivamente con i dati ottenuti si eseguirà una simulazione col programma Matlab in modo da analizzare i possibili scenari di produzione energetica. Ci si aspetta che la soluzione ottimale di installazione dei moduli, ovvero rivolti verso sud, possa essere preclusa per motivi di abbagliamento, conseguentemente si faranno le dovute considerazioni circa la perdita di energia dovuta all'orientamento alternativo che sarà obbligato utilizzare, il tutto sulla base della matrice di produzione ottenuta attraverso il programma Matlab.

5.1 Il software ForgeSolar

Per eseguire le analisi di abbagliamento, è stato utilizzato il software "ForgeSolar", proprietà della società americana Sims Industries. Tale software è approvato dalla FAA (Federal Aviation Association) ed è dedicato alla stima e alla valutazione del potenziale di abbagliamento causato dai moduli fotovoltaici, appare quindi molto utile in situazioni particolarmente delicate nelle quali l'abbagliamento potrebbe avere effetti catastrofici, come negli aeroporti. Il rischio può essere verificato per il personale di volo, tra cui i piloti, sia nelle fasi di rullaggio che di avvicinamento e decollo, per gli operatori di terra e il personale ATC nella torre di controllo.

Sulla base delle caratteristiche geometriche del campo fotovoltaico che si intende realizzare e dei punti di osservazione che si vogliono monitorare il programma fornisce una valutazione della posizione e durata di possibili abbagliamenti nell'arco di un anno e conseguentemente ne calcola il potenziale impatto sull'occhio umano, in modo da stabilirne la pericolosità o meno. ForgeSolar distingue tra due tipi di abbagliamento, Glint e Glare:

- Il Glint (Bagliore) è tipicamente definito come un lampo momentaneo di luce intensa, spesso causato dal riflesso di una sorgente in movimento. Un tipico esempio di luccichio è un riflesso solare momentaneo di un'auto in movimento.
- Il Glare (abbagliamento) è definito come una fonte continua di luce intensa. L'abbagliamento è generalmente associato a oggetti stazionari che, a causa del lento movimento relativo del sole, riflettono la luce solare per un periodo più lungo.

ForgeSolar calcola l'irradianza sulla retina [W/cm^2] dell'osservatore e l'angolo sotteso (dimensione/distanza) dalla sorgente [mrad] di abbagliamento per prevedere potenziali rischi oculari che vanno dalla temporanea condizione di immagine residua (“afterimage” o anche “immagine fantasma”) a lesioni temporanee o permanenti della retina. L'intensità e la dimensione dell'abbagliamento sono calcolate in minuti per ciascun punto di osservazione e per l'arco temporale pari ad un anno.

La simulazione produce un diagramma di rischio di abbagliamento (Glare Hazard Plot), mostrato a titolo di esempio in fig. 84. L'asse delle ascisse, visualizzata in mrad (millesimo di radiante), rappresenta la dimensione dell'area che causa abbagliamento. L'asse delle ordinate, in Watt per centimetro quadrato, rappresenta l'intensità dell'abbagliamento. Tale grafico mostra quindi l'impatto oculare in funzione dell'angolo sotteso dalla sorgente dell'abbagliamento e dell'irradianza retinica, quantificandone la gravità in tre categorie:

Verde – Bassa probabilità di immagine residua temporanea (flash blindness)

Giallo – Possibilità di immagine residua temporanea

Rosso – Potenzialmente lesivo per la retina (permanent eye damage)

Queste categorie presuppongono una tipica risposta di battito delle palpebre nell'osservatore. Si noti che il danneggiamento della retina non è possibile con l'abbagliamento fotovoltaico poiché i moduli non concentrano la luce solare come altre tecnologie solari.

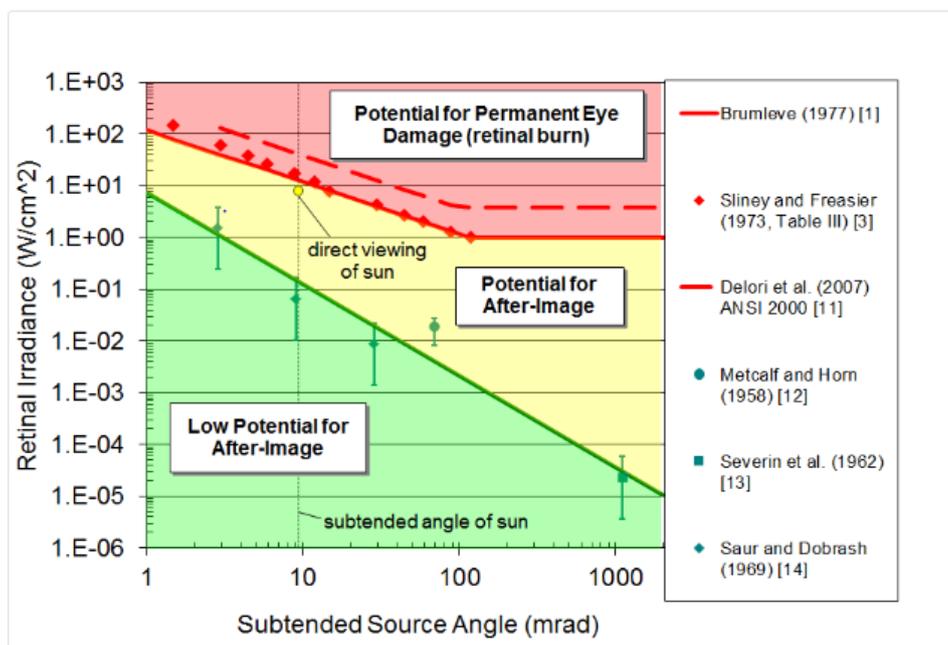


Figura 86: Diagramma “Glare Hazard Plot”

Il grafico rappresentato in *fig.84* mostra l'impatto oculare come funzione dell'angolo sotteso dalla sorgente di abbagliamento e dell'irradianza retinica. Ogni minuto di abbagliamento è rappresentato nel grafico da un piccolo cerchio nella sua zona di rischio corrispondente. Il punto giallo è un riferimento che illustra il rischio derivante dalla visione diretta del sole senza protezione.

5.1.1 Determinazione dei punti significativi di analisi

Per la determinazione dei punti ove effettuare la verifica sulla riflessione si richiama il Doc 8168 ICAO e la consultazione delle pubblicazioni aeronautiche AIP. I punti ove operare tale verifica sono quindi legati alla collocazione dell'osservatore, nella fattispecie l'operatore in torre di controllo ed il pilota nelle varie fasi di volo, ovvero i punti individuati nell'ambito dei segmenti "Visual" delle traiettorie nominali delle operazioni strumentali, e dei circuiti a vista quali l'impostazione della virata di base, per la determinazione dei quali si richiamano in generale le regole del volo a vista. In particolare dovranno essere individuate le coordinate dei seguenti punti significativi:

- FAF (Final Approach Fix)
- MDH (Minimum Descent Altitude)
- DH (Decision Height)
- Percorso di volo dalla soglia fino ad una distanza di 3km (in analogia allo standard FAA)
- Posizione della torre di controllo (ATCT)

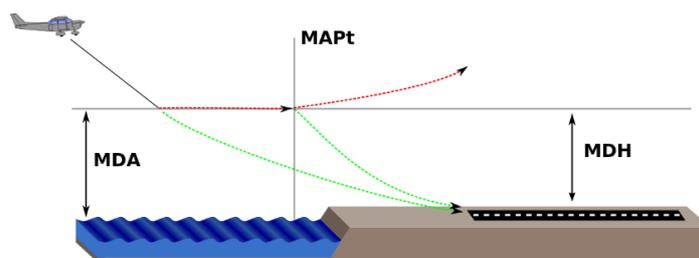


Figura 87: MDA = minimum descent altitude, MDH = minimum descent height

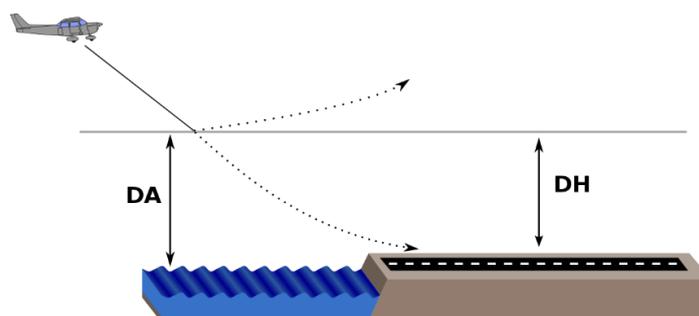


Figura 88: DA = decision altitude, DH = decision height

Gli esiti delle valutazioni del risk assesment devono garantire il rispetto dei seguenti requisiti:

- Nessun abbagliamento che comporti un potenziale di immagine residua, per qualsiasi percorso di volo dalla soglia pista fino ad una distanza di 3 km (rif. standard FAA e Doc ICAO 8168).
- Nessun abbagliamento per le torri di controllo del traffico aereo ("ATCT") all'altezza della cabina.
- Nessun abbagliamento che comporti un potenziale di immagine residua, per qualsiasi percorso di volo dalla soglia ai punti individuati lungo la traiettoria nominale al disotto della DH (così come definita nel Doc ICAO 8168).
- Nessun abbagliamento che comporti un potenziale di immagine residua, per qualsiasi percorso di volo dalla soglia ai punti individuati lungo la traiettoria nominale al disopra della MDH (così come definita nel Doc ICAO 8168), a meno che non sia dimostrata la disponibilità per il pilota di un adeguato tempo di risposta per abortire l'atterraggio. [1]

Aeroporto di Cuneo – Levaldigi – “Aeroporto Langhe e Alpi del Mare”

L'aeroporto di Cuneo – Levaldigi, tra i primi 30 principali aeroporti italiani, denominato “Aeroporto Langhe e Alpi del Mare” situato a pochi minuti dal capoluogo provinciale, con un bacino d’utenza di circa due milioni di potenziali passeggeri nel 2023 è entrato nella rete europea di Aeroporti Green con obiettivi e progetti di sostenibilità, con chiari obiettivi orientati verso la sostenibilità come dichiarato dal presidente dell’aeroporto Paolo Merlo: *“progetto che consentirà all’aeroporto di inserirsi come protagonista europeo nel segmento dell’aviazione sostenibile, come previsto nel piano di sviluppo dello scalo che vuole fare dell’innovazione il driver principale”* [2]

L'aeroporto è dotato di una pista (RWY- Runway) in asfalto lunga 2100 m e larga 45 m con orientamento 21/03, disponibile per atterraggi e decolli in entrambi i sensi con preferenza della RWY 21 e, in caso di vento di coda (Tailwind) superiore a 5 KT, viene utilizzata la RWY 03. Le operazioni commerciali operano esclusivamente in condizioni IFR (Instrumental Flight Rules) CAT I, ovvero quelle condizioni di volo nelle quali i piloti non siano in grado di vedere ed evitare gli ostacoli, il terreno o altri aeromobili, mentre le operazioni LVP (Low Visibility Procedures) non sono ammesse, e in generale, nessuna operazione se RVR (Runway visula Range) risulta essere inferiore a 550 m nemmeno in volo strumentale. [3]

	Runway 03	Runway 21
Heading	032°TH	212°TH
Lat	44°32'22.65"N	44°33'20.09"N
Long	7° 36' 58.29"E	7° 37' 49.63"E

L'aerostazione passeggeri è localizzata a nord-ovest della pista, mentre la pista di rullaggio (TWY – taxiway) è posta parallelamente alla pista per metà dello sviluppo della stessa, con un raccordo posto a metà della lunghezza della pista. I piazzali di sosta sono antistanti l'aerostazione terminal passeggeri. È presente, inoltre, un distaccamento dei vigili del fuoco, con sede in una struttura adiacente il piazzale.



Figura 89: Aeroporto di Cuneo-Levaldigi

Analisi

Si vuole analizzare l'installazione di una serie di pannelli solari in diversi punti dell'airfield e in prossimità delle infrastrutture di volo. I siti individuati, nel rispetto delle restrizioni ENAC (Cap. 2), sono due: Uno sul lato nord della pista mentre il secondo, in maniera speculare, a lato pista direzione sud.

I pannelli solari considerati in questa analisi sono i SunPower Maxeon di 3° generazione, le cui specifiche sono riportate nel datasheet di seguito

Dati Elettrici			
	SPR-MAX3-400	SPR-MAX3-390	SPR-MAX3-370
Potenza nominale (P _{nom}) ⁷	400 W	390 W	370 W
Tolleranza di potenza	+5/0%	+5/0%	+5/0%
Efficienza del modulo	22,6%	22,1%	20,9%
Tensione al punto di massima potenza (V _{mpp})	65,8 V	64,5 V	61,8 V
Corrente al punto di massima potenza (I _{mpp})	6,08 A	6,05 A	5,99 A
Tensione a circuito aperto (V _{oc})	75,6 V	75,3 V	74,7 V
Corrente di cortocircuito (I _{sc})	6,58 A	6,55 A	6,52 A
Tensione massima del sistema	1000 V IEC		
Corrente massima del fusibile	20 A		
Coeff. temp. potenza	-0,29% / °C		
Coeff. temp. tensione	-176,8 mV / °C		
Coeff. temp. corrente	2,9 mA / °C		

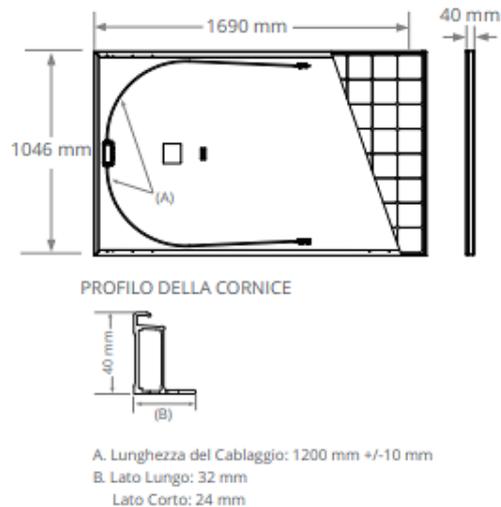


Figura 90: Scheda tecnica moduli SolarEdge Maxeon3

Per quanto riguarda la scelta dei campi sui quali eseguire l'analisi sono state adottate delle ipotesi semplificative, utili al fine di uno studio preliminare relativo concentrato sui problemi di abbagliamento. Naturalmente per uno studio più dettagliato bisognerebbero tenere in conto non solo i limiti generali imposti da ENAC, bensì anche i gli aspetti specifici della governance dell'aeroporto, come eventuali progetti di sviluppo futuro che potrebbero prevedere quelle aree già destinate ad altro uso. Inoltre perché l'impianto sia effettivamente installabile è evidente che anche gli aspetti non puramente energetici devono essere considerati, come ad esempio la possibilità di connettersi alla rete elettrica con una certa facilità. Questi aspetti, tuttavia, esulano dagli scopi di questo lavoro che verte sull'analisi di compatibilità tra gli effetti collaterali di un impianto PV con i recettori aeroportuali, nell'obiettivo di valutare gli aspetti energetici conseguenti.

Punti di Osservazione OP (observation point)

L'analisi viene effettuata individuando i recettori sensibili, ovvero:

- Piloti in volo (FP – Flight Path)
- Personale a terra (ATCT e Vigili del fuoco)

L'abbagliamento verrà studiato nei seguenti punti:

- Avvicinamento su pista 03,
- Avvicinamento su pista 21,
- Taxiway,
- Torre di controllo ATCT,

- Caserma dei vigili del Fuoco,
- Punti sensibili all'interno delle RWY e TWY

Di seguito verranno presentati i dettagli utilizzati per il calcolo relativi a ogni recettore.

OP	Recettore	Latitudine [°]	Longitudine [°]	Elevazione del Terreno[m]	Altezza dal Terreno [m]
1	Torre ATCT	44.548786	7.619864	379.46	15.00
2	Stazione dei Vigili del Fuoco	44.545897	7.621464	380.07	2
3	Taxiway – RWY through	44.538862	7.615326	385.84	5.00
4	RWY03 take-off point	44.538579	7.614661	386.60	5.00
5	RWY holding point	44.538457	7.615294	386.21	5.00
6	RWY21 take-off point	44.556403	7.631438	369.74	5.00
7	RWY through 1	44.556915	7.631341	369.68	5.00
8	RWY through 2	44.556655	7.630955	369.62	5.00
9	RWY through 3	44.550774	7.626155	374.94	5.00
10	Piazzale di stazionamento	44.543005	7.619202	382.53	5.00
11	Helicopter apron 2,5 m	44.544102	7.626936	379.51	2.5
12	Helicopter apron 150m	44.544079	7.626947	379.50	150.00
13	RWY through 4	44.545782	7.621704	379.96	5.00
14	FP03 – Flight path 32°				
	Threshold	44.555760	7.630622	370.30	15.24
	Two-mile	44.580047	7.630622	350.14	204.09
15	FP21 – Flight path 211°				
	Threshold	44.540313	7.616807	385.12	15.24
	Two-mile	44.515836	7.595190	410.46	204.09

I recettori OP11 e OP12 rappresentano la medesima posizione geografica, ovvero l'elidromo, ma a quote differenti, rispettivamente 2,5 m e 150 m. Questo perché gli elicotteri non hanno una particolare FP (flight path) e non esiste in letteratura una metodologia univoca per lo studio: si stima dunque di evitare l'abbagliamento quando l'elicottero è a terra in procinto di decollare e quando è in cielo a una quota di 150 m in fase di atterraggio. Per quanto riguarda i punti di osservazione situati negli svincoli della

TWY e nella pista, considerando che il traffico nell'aeroporto è prevalentemente commerciale rappresentato da veicoli di categoria C, si è considerata un'altezza di 5 metri come riferimento della visuale da terra per questo tipo di aeromobili.

Il software fornisce una sintesi di tutti i punti di osservazione, definendo le condizioni di abbagliamento per ogni singolo punto. In particolare, fornisce una matrice complessiva dei risultati nella quale si evidenziano, per ogni combinazione tilt-azimut, le rispettive condizioni di abbagliamento mostrando, tra tutti i punti osservati, quelle peggiori.

a) PV1 – Nord



Figura 91: PV1 nord



Figura 92: Observation Point

Coordinate PV -1

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground Elevation (m)	Height above Ground (m)	Total Elevation (m)
1	44.550911	7.622653	376.16	2.50	378.66
2	44.550514	7.623415	376.16	2.50	378.66
3	44.552586	7.625238	373.87	2.50	376.37
4	44.552945	7.624466	374.94	2.50	377.44

La superficie individuata di forma rettangolare di dimensioni 270 m per 60 m, ha coordinate riportate in tabella; l'altezza dal terreno è una misura media del punto più alto e più basso dell'impianto ed è significativa ai fini della modellazione.



Figura 93: PV1

Il software è in grado di studiare un numero limitato di combinazioni, di conseguenza si è scelto di privilegiare una panoramica delle configurazioni possibili al posto di una visione più dettagliata; la simulazione è stata eseguita valutando un angolo di tilt compreso tra 0° e 50° , mentre un azimut da 90° a 270° , ovvero da est a ovest, entrambi a step di 10° .

La matrice in output potrà avere le celle di tre colori:

Giallo: Glare con potenziale di immagine residua

Verde: Glare con basso potenziale di immagine residua

Blu: Nessun abbagliamento rilevato

Risultati

Dalla tabella riassuntiva si può facilmente vedere che esistono delle direzioni nelle quali non è possibile installare i moduli perché provocherebbero abbagliamento con alta probabilità di immagine residua ("Yellow") in uno o più recettori sensibili. In particolare modo si nota come l'orientamento verso Sud sia proibito, di conseguenza bisognerà scegliere un'altra configurazione.

Tilt → Orient ↓	0°	10°	20°	30°	40°	50°
90°	-	-	-	-	-	-
100°	-	-	-	-	-	-
110°	-	-	-	-	-	-
120°	-	-	-	-	-	-
130°	-	-	-	-	-	-
140°	-	-	-	-	-	-
150°	-	-	-	-	-	-
160°	-	-	-	-	-	-
170°	-	-	-	-	-	-
180°	-	-	-	-	-	-
190°	-	-	-	-	-	-
200°	-	-	-	-	-	-
210°	-	-	-	-	-	-
220°	-	-	-	-	-	-
230°	-	-	-	-	-	-
240°	-	-	-	-	-	-
250°	-	-	-	-	-	-
260°	-	-	-	-	-	-
270°	-	-	-	-	-	-

Figura 94: Matrice di sintesi ForgeSolar

Criterio fondamentale della scelta è, oltre a rispettare i vincoli di abbagliamento, ottimizzare l'installazione. Le coordinate del sito e le geometrie del campo aeroportuale sono state implementate nel codice Matlab, il quale ha prodotto una matrice sulla quale sono riportati i dati di produzione relative a ogni configurazione.

Definiti i parametri sulla base dei quali si vuole eseguire la simulazione si procede ad implementarli all'interno della main function del codice. Nel caso specifico, intendendo costruire l'impianto in una zona nella quale il territorio circostante è prevalentemente incolto si è scelto un coefficiente di albedo pari a 0.26. I moduli fotovoltaici in esame sono i Sunpower Maxeon3, le cui specifiche si possono reperire nel datasheet in fig. 88.

```

%% Dfinire sito
lat=44.390; % Cuneo-Levaldigi coordinate
long=7.550;
UTC=1;
AB=60; %larghezza camp [m]
AE=270; %lunghezza campo [m]

%% dati moduli Sunpower mexeon3 400W
larg=1.69; %lato lungo modulo (distanza in x) in metri
lung=1.046; %lato corto (distanza in y) in metri
P_p=0.4;
eta_p=0.226;
A_net=(lung-2*0.032)*(larg-2*0.024);
gamma=-0.29; % coeff. perdita di potenza dipendente dalla temperatura -
fornita
                dal costruttore [%/°C]

%% Albedo
rho=0.26; %0.26 erba verde 0.10 asfalto 0.22 calcestruzzo 0.75 neve
(fonteENEA)

```

Come risultato iniziale del processo di calcolo, si procede all'analisi della matrice del numero di moduli. Il calcolo è stato condotto considerando angoli di tilt nell'intervallo da 0° a 50° e angoli di azimut nell'intervallo da 90° a 270°, con incrementi di 10°. Questa scelta è stata effettuata al fine di consentire la sovrapposibilità con la matrice di abbagliamento calcolata mediante ForgeSolar.

Tale analisi fornisce una visione complessiva delle configurazioni possibili, si può affermare a priori, con buon grado di certezza, che un campo orientato principalmente verso nord non genererà una quantità sufficiente da renderlo profittevole, di conseguenza tali configurazioni non verranno tenute in considerazione.

	Numero moduli					
	0	10	20	30	40	50
90	10184	6566	4957	4082	3562	3243
100	10198	6575	4965	4089	3566	3249
110	10243	6602	4988	4106	3581	3263
120	10113	6523	4924	4054	3536	3222
130	10255	6614	4994	4111	3588	3270
140	10269	6623	5001	4120	3591	3274
150	10168	6560	4961	4100	3567	3280
160	10269	6623	5001	4120	3591	3274
170	10255	6614	4994	4111	3588	3270
180	10113	6523	4924	4054	3536	3222
190	10243	6602	4988	4106	3581	3263
200	10198	6575	4965	4089	3566	3249
210	10184	6566	4957	4082	3562	3243
220	10228	6587	4977	4103	3584	3262
230	10248	6609	4991	4107	3583	3266
240	10098	6579	5049	4131	3672	3366
250	10248	6609	4991	4107	3583	3266
260	10228	6587	4977	4103	3584	3262
270	10184	6566	4957	4082	3562	3243

Figura 95: Numero moduli installabili tilt-azimut

Sovrapponendo le due matrici, quella generata con Matlab e quella con ForgSolar, è possibile ottenere indicazioni su quali siano le configurazioni migliori, valutando contestualmente la producibilità attesa per ognuna di esse.

	kWh per modulo					
	0	10	20	30	40	50
90	436,363	435,299	426,821	412,625	394,004	371,634
100	436,363	443,034	441,655	433,75	420,066	401,236
110	436,363	450,427	455,82	453,746	444,893	429,169
120	436,363	457,259	468,95	472,166	467,505	454,981
130	436,363	463,311	480,654	488,72	487,649	477,607
140	436,363	468,406	490,545	502,729	504,954	497,308
150	436,363	472,39	498,282	513,712	518,556	512,697
160	436,363	475,142	503,63	521,296	527,956	523,341
170	436,363	476,577	506,409	525,251	532,716	528,774
180	436,363	476,652	506,518	525,397	532,905	528,774
190	436,363	475,36	503,983	521,734	528,197	523,268
200	436,363	472,743	498,874	514,328	518,906	512,773
210	436,363	468,88	491,336	503,476	505,522	497,231
220	436,363	463,89	481,607	489,633	488,255	478,044
230	436,363	457,926	470,019	473,178	468,1	455,061
240	436,363	451,171	456,935	454,655	445,418	429,449
250	436,363	443,83	442,738	434,63	420,888	402,286
260	436,363	436,123	427,867	413,667	395,177	373,311
270	436,363	428,285	412,756	392,196	368,695	343,459

Figura 96: Produzione unitaria [kWh]

	MWh					
	0	10	20	30	40	50
90	4443,92	2858,17	2115,75	1684,34	1403,44	1205,21
100	4450,03	2912,95	2192,82	1773,6	1497,96	1303,61
110	4469,67	2973,72	2273,63	1863,08	1593,16	1400,38
120	4412,94	2982,7	2309,11	1914,16	1653,1	1465,95
130	4474,9	3064,34	2400,39	2009,13	1749,68	1561,77
140	4481,01	3102,25	2453,21	2071,24	1813,29	1628,19
150	4436,94	3098,88	2471,98	2106,22	1849,69	1681,65
160	4481,01	3146,86	2518,65	2147,74	1895,89	1713,42
170	4474,9	3152,08	2529,01	2159,31	1911,39	1729,09
180	4412,94	3109,2	2494,1	2129,96	1884,35	1703,71
190	4469,67	3138,33	2513,87	2142,24	1891,47	1707,42
200	4450,03	3108,29	2476,91	2103,09	1850,42	1666
210	4443,92	3078,66	2435,55	2055,19	1800,67	1612,52
220	4463,12	3055,64	2396,96	2008,96	1749,9	1559,38
230	4471,85	3026,43	2345,87	1943,34	1677,2	1486,23
240	4406,4	2968,26	2307,06	1878,18	1635,57	1445,53
250	4471,85	2933,27	2209,71	1785,03	1508,04	1313,87
260	4463,12	2872,74	2129,5	1697,28	1416,32	1217,74
270	4443,92	2812,12	2046,03	1600,94	1313,29	1113,84

Figura 97: Produzione totale [MWh]

Dalle due tabelle in fig. 11 e fig. 12 si possono elaborare due considerazioni estremamente significative: Dalla prima tabella si nota che ad un angolo di tilt pari a zero la variazione dell'angolo di azimut, come noto, non fa cambiare l'energia producibile e che la configurazione che massimizza la produzione del singolo modulo è con angolo di tilt 40° e rivolto verso sud (az 180°). Dalla figura 12, tuttavia, si vede come la produzione totale dipenda fortemente dal numero di moduli che si riesce ad installare all'interno della superficie disponibile. In questo modello, si parte dall'assunzione iniziale che l'intera superficie sia destinata all'impiego fotovoltaico. In queste circostanze, risulta evidente che l'installazione con un angolo di tilt pari a zero gradi massimizzi il numero di moduli installabili, e di conseguenza, la produzione complessiva. Questo implica la necessità di individuare un compromesso tra la massimizzazione della produzione totale e l'ottimizzazione della cattura di energia per ciascun modulo singolo.

Un parametro di rilevante in questo contesto è rappresentato dal Capacity Factor (CF) dell'impianto, il quale fornisce una valutazione relativa all'efficienza con cui l'impianto opera in rapporto alla massima capacità energetica teoricamente ottenibile. Questo parametro risulta particolarmente interessante qualora si operino valutazioni di carattere economico, infatti, maggiore è il CF minore è il Payback, a parità di investimento e di impianto in esame. Questo aspetto è analizzato nel capitolo 4, dove viene analizzato il differente fattore di capacità tra nord, centro e sud.

	capacity factor					
	0	10	20	30	40	50
90	12,453	12,423	12,181	11,776	11,244	10,606
100	12,453	12,644	12,604	12,379	11,988	11,451
110	12,453	12,855	13,009	12,949	12,697	12,248
120	12,453	13,050	13,383	13,475	13,342	12,985
130	12,453	13,222	13,717	13,947	13,917	13,630
140	12,453	13,368	14,000	14,347	14,411	14,193
150	12,453	13,481	14,220	14,661	14,799	14,632
160	12,453	13,560	14,373	14,877	15,067	14,936
170	12,453	13,601	14,452	14,990	15,203	15,091
180	12,453	13,603	14,455	14,994	15,208	15,091
190	12,453	13,566	14,383	14,890	15,074	14,933
200	12,453	13,492	14,237	14,678	14,809	14,634
210	12,453	13,381	14,022	14,369	14,427	14,190
220	12,453	13,239	13,744	13,974	13,934	13,643
230	12,453	13,069	13,414	13,504	13,359	12,987
240	12,453	12,876	13,040	12,975	12,712	12,256
250	12,453	12,666	12,635	12,404	12,012	11,481
260	12,453	12,446	12,211	11,806	11,278	10,654
270	12,453	12,223	11,780	11,193	10,522	9,802

Figura 98: Capacity factor [-]

Come analizzato precedentemente, la configurazione che ottimizza la produzione specifica è tilt 40° e azimuth 180°. Questa disposizione tuttavia non è possibile, va quindi trovata una configurazione compatibile con la matrice di abbagliamento. Di seguito viene riportata la sovrapposizione della matrice di abbagliamento e di produzione percentuale; si possono in questo modo valutare tutte le configurazioni possibili avendo informazioni circa la quota percentuale di mancata produzione rispetto alla configurazione ottimale.

	kWh/kWp %					
	0	10	20	30	40	50
90	81,88382	81,68415	80,09321	77,42933	73,9351	69,7374
100	81,88382	83,13563	82,8769	81,39344	78,8257	75,2921
110	81,88382	84,52299	85,53482	85,14563	83,4844	80,5339
120	81,88382	85,80488	87,9988	88,6023	87,7276	85,3774
130	81,88382	86,94064	90,19502	91,70857	91,5076	89,6231
140	81,88382	87,89662	92,05098	94,33744	94,7549	93,3201
150	81,88382	88,64422	93,50295	96,39838	97,3074	96,208
160	81,88382	89,16063	94,50641	97,82144	99,0712	98,2053
170	81,88382	89,43002	95,02794	98,5637	99,9646	99,2248
180	81,88382	89,44395	95,04848	98,59102	100	99,2247
190	81,88382	89,20167	94,57264	97,90373	99,1165	98,1916
200	81,88382	88,71052	93,61407	96,51402	97,3731	96,2222
210	81,88382	87,98556	92,19946	94,47753	94,8615	93,3057
220	81,88382	87,04923	90,37387	91,87991	91,6213	89,7053
230	81,88382	85,93004	88,19936	88,79217	87,8392	85,3925
240	81,88382	84,66259	85,74407	85,31629	83,5829	80,5864
250	81,88382	83,28492	83,08011	81,55859	78,98	75,4893
260	81,88382	81,83877	80,28959	77,6249	74,1552	70,052
270	81,88382	80,368	77,45382	73,59583	69,1857	64,4503

Figura 99: Produzione specifica percentuale [%]

Dalla fig. 14 è chiaro che la scelta va fatta all'interno della zona "blu", ovvero quella che assicura l'assenza di abbagliamento. Nella fattispecie si osserva che volendo ad esempio posizionare l'impianto orientato a 210° l'angolo ottimale risulta essere non più 40° bensì 30°, con una produzione pari all'88,79 %, ovvero più dell'11 % in meno.

Naturalmente, in questo caso, nell'aeroporto di Cuneo, la situazione è piuttosto favorevole in quanto una scelta possibile risulta comunque essere 200°, che non comporta una perdita di produzione eccessivamente elevata. Esistono, tuttavia, altre fattispecie dove le costrizioni dovute all'abbagliamento sono molto più severe e la mancata produzione dovuta a un orientamento non ottimale è significativamente più elevata, tale a volte da rendere l'investimento non più profittevole.

Il software ForgeSolar permette inoltre di condurre un'analisi più dettagliata per una precisa configurazione. Come prima prova è stata analizzata quella ottimale per la longitudine di Cuneo, ovvero az 180° slope 40°.

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)	FAIL	Receptor(s) marked as ATCT receive green and/or yellow glare

Figura 100: Risultati analisi di abbagliamento 180° tilt 40°

Come anticipato dalla matrice sintetica questa configurazione non è idonea, vale tuttavia la pena analizzarla per apprezzare le potenzialità di ForgeSolar. Si può vedere che l'analisi distingue due recettori fondamentali, la Flight Path (FP) e la torre di controllo (ATCT). In questo è stato rilevato un abbagliamento alla torre di controllo mentre la FP risulta essere scevra da abbagliamento ad alto potenziale di immagine residua.

Summary of Results Glare with potential for temporary after-image predicted

PV Array	Tilt	Orient	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	°	°	min	hr	min	hr
PV array 1	40.0	180.0	7,441	124.0	1,812	30.2

Figura 101: Analisi di abbagliamento "summary results"

Come si può apprezzare dall'immagine seguente, due recettori sono soggetti ad abbagliamento: la torre di controllo (OP1) e RWY through 1 (OP7). La torre di controllo è esposta ad abbagliamento a basso potenziale di immagine residua ("Green"), per un tempo piuttosto limitato durante l'anno, ovvero 346 min. Nonostante questo, la normativa prevede che la torre non debba mai essere esposta ad abbagliamento, di conseguenza la configurazione va scartata.

PV: PV array 1 potential temporary after-image

Receptor results ordered by category of glare

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 1	0	0.0	0	0.0
FP 2	0	0.0	0	0.0
OP 7	2,661	44.4	1,812	30.2
1-ATCT	346	5.8	0	0.0
OP 2	0	0.0	0	0.0
OP 3	0	0.0	0	0.0
OP 4	0	0.0	0	0.0
OP 5	0	0.0	0	0.0
OP 6	0	0.0	0	0.0
OP 8	0	0.0	0	0.0
OP 9	0	0.0	0	0.0
OP 10	0	0.0	0	0.0
OP 11	0	0.0	0	0.0
OP 12	0	0.0	0	0.0
OP 13	0	0.0	0	0.0

Figura 102: Risultati analisi di abbagliamento sui recettori

Di seguito i diagrammi rappresentativi l'abbagliamento alla torre di controllo ATCT. Si può vedere come sia integralmente di categoria "green", concentrato nei mesi estivi alle prime ore del giorno quando il sole è più basso all'orizzonte.

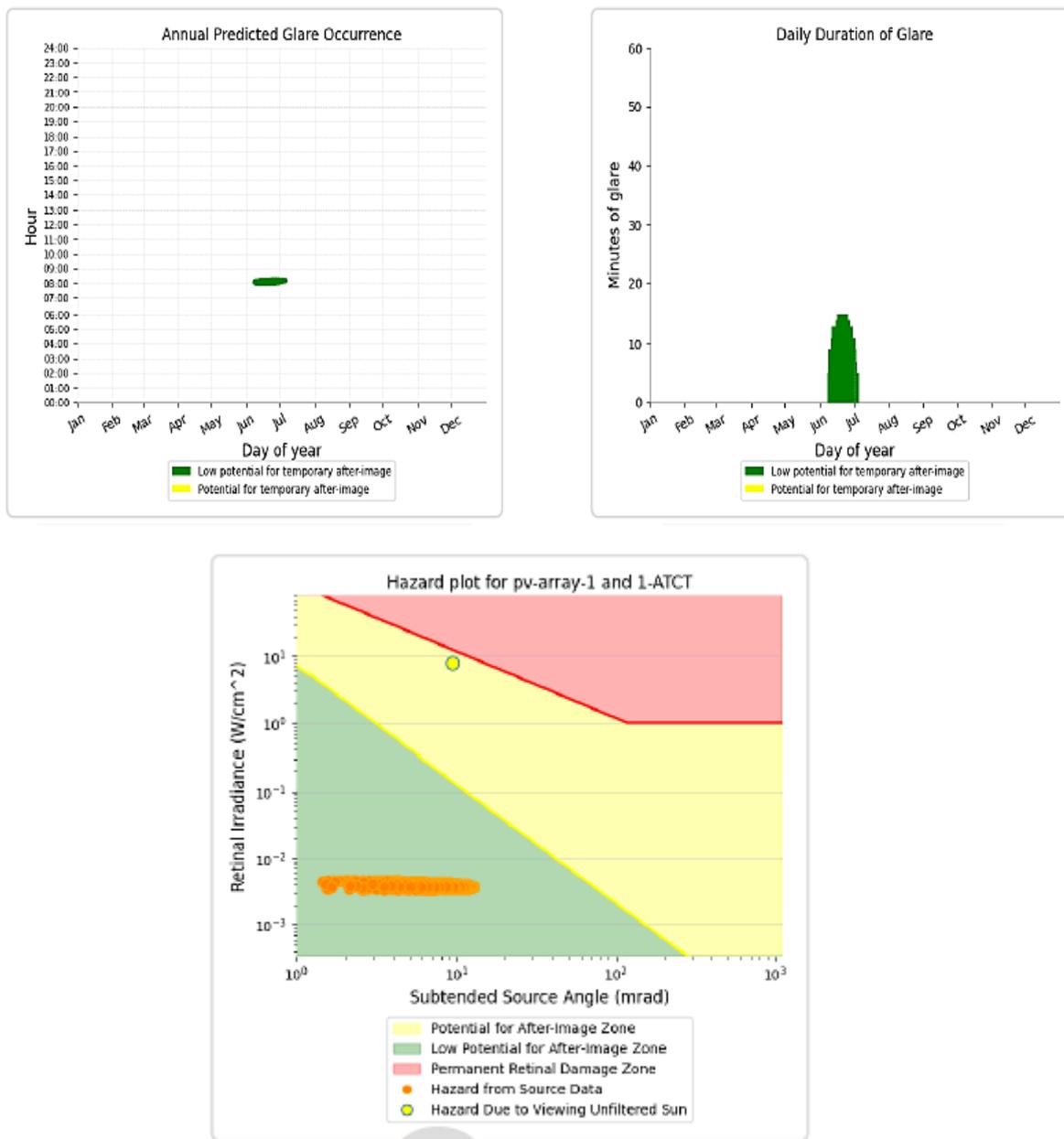


Figura 103: Glare hazard plot ATCT – PV1

Per quanto riguarda OP7, è un punto di osservazione in mezzo alla pista, all'altezza dell'aeromobile (5). In tale punto l'abbagliamento è piuttosto rilevante e, come si può analizzare dalle immagini seguenti, è concentrato nei mesi estivi-autunnali, da maggio ad ottobre.

Yellow glare: 1,812 min.

Green glare: 2,661 min.

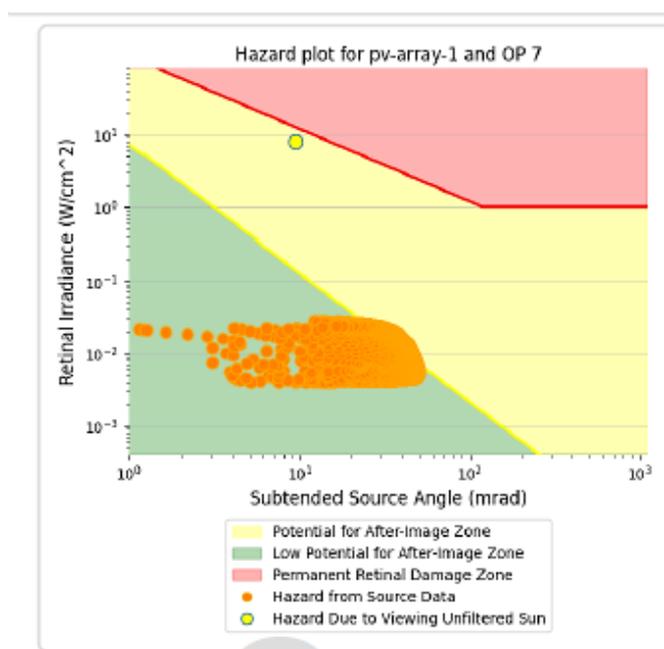
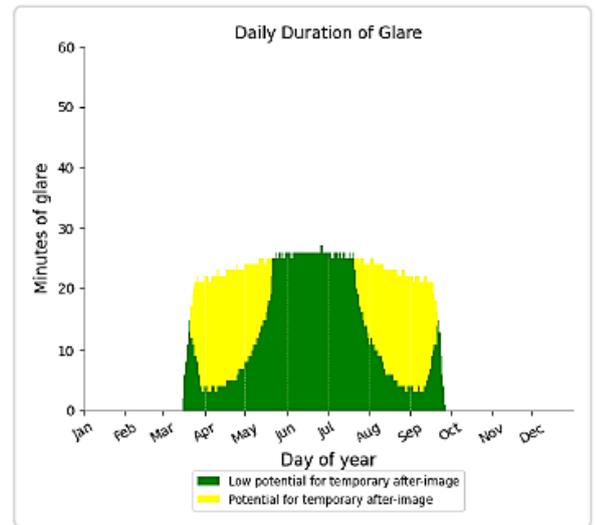
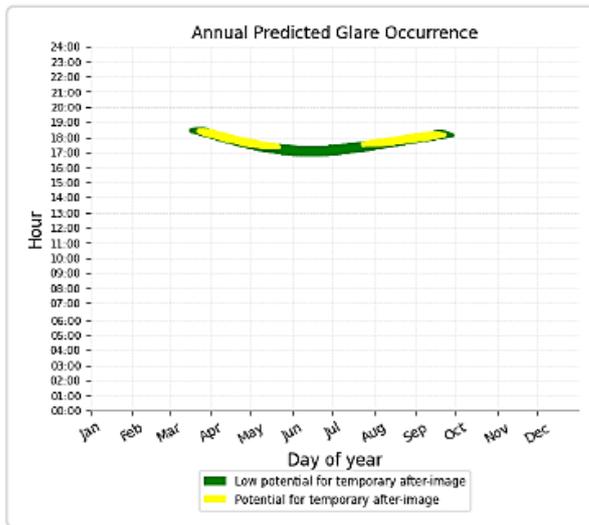


Figura 104: Glare hazard plot OP7 – PV1

I moduli imputabili di tale abbagliamento sono quelli posti a sud del campo, per circa la metà dell'installazione.

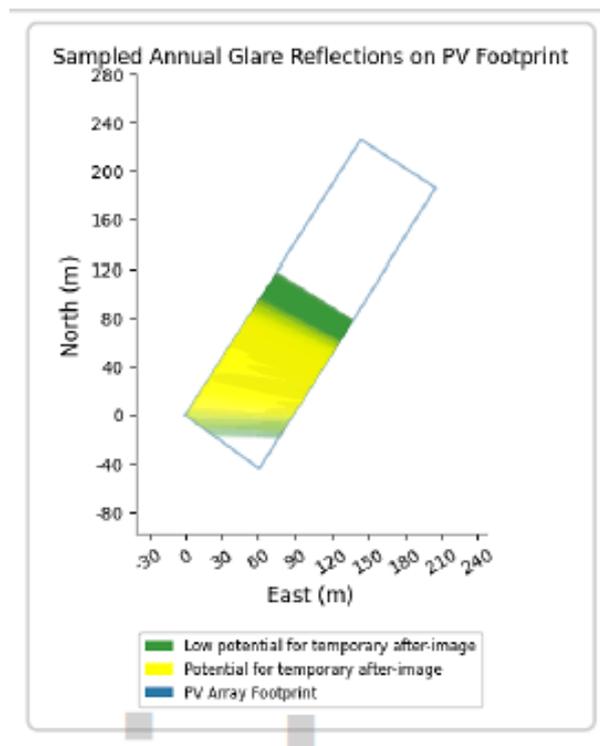


Figura 105: Risultati analisi di abbagliamento – PV1 footprint

Una misura di risoluzione potrebbe essere modificare la geometria del campo in questione, eliminando parte dei moduli dell’impianto, ovvero quelli indicati come responsabili dell’abbagliamento, ma in questo modo si rimarrebbe con un impianto eccessivamente ridotto rispetto al progetto iniziale, quindi potrebbe essere conveniente analizzare un’altra zona disponibile all’interno dell’Airside.

Questo approccio permette inoltre di analizzare il layout finale dell’impianto direttamente sull’immagine satellitare della superficie considerata. La geometria rappresentata fa riferimento al caso con azimut dei moduli pari a 230° e tilt 40°, risultando un impianto teorico dalle seguenti caratteristiche:

Il numero di righe è: 87

Il numero di moduli è: 3583

La potenza nominale del campo è: 1433.2 kW

La distanza h è: 2.991 m



Figura 106: Layout dei moduli sull'area considerata

Si può apprezzare la disposizione dei moduli nel dettaglio dalla figura seguente, la quale evidenzia l'area dell'impianto cerchiata di rosso. Si possono notare distintamente gli array e la distanza tra i moduli. Inoltre, si vede chiaramente come i moduli non eccedano mai la dimensione del perimetro, cosa molto importante in queste installazioni.

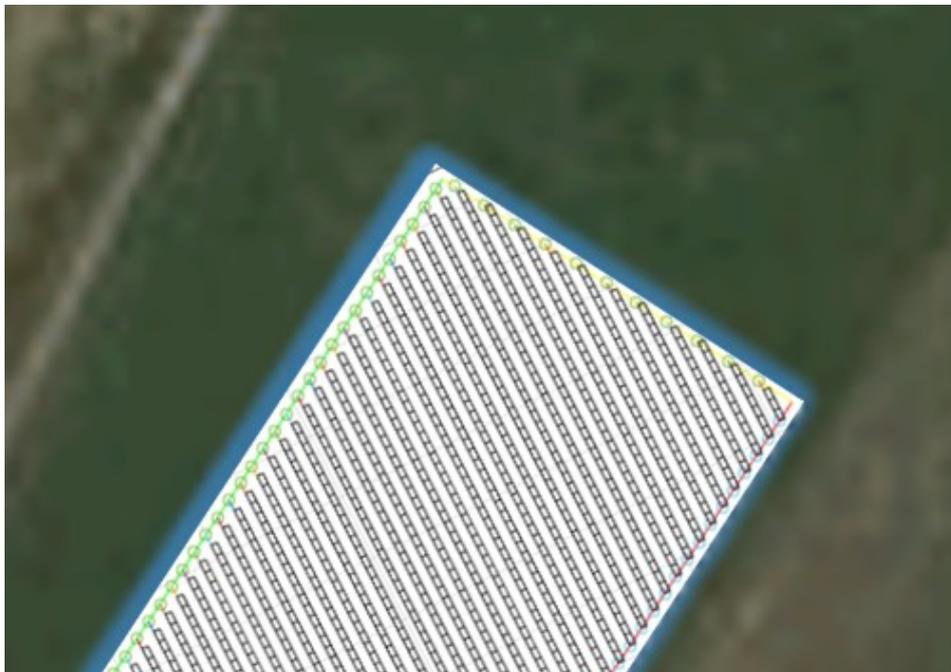


Figura 107: Dettaglio del layout dei moduli

a) PV 2 – Sud

In analogia con quanto fatto nel caso precedente si procede ad analizzare l'installazione in un'altra posizione, questo al fine di comprendere meglio i meccanismi di abbagliamento. I punti di osservazione OP e le flight path FP sono rimasti i medesimi, mentre il nuovo campo ha le seguenti coordinate e misura 260 m per 150 m.



Figura 108: Area relativa a PV2

Vertex	Latitude (°)	Longitude (°)	Ground Elevation (m)	Height above Ground (m)	Total Elevation (m)
1	44.542364	7.621752	382.61	2.50	382.61
2	44.541683	7.623072	382.35	2.50	382.35
3	44.543901	7.625132	380.50	2.50	380.50
4	44.544505	7.623727	380.10	2.50	380.10

Anche in questa configurazione si rileva abbagliamento ad alto potenziale di immagine residua ("yellow"), come si evince dalla tabella di sintesi. Ad una prima analisi sembrerebbe che l'orientamento verso sud sia precluso, tuttavia, in questa fattispecie l'abbagliamento non è indirizzato verso la torre di controllo (OP1 – ATCT) bensì, come riportato in seguito, verso la FP03.

Color-Coded Hazard Summary

Results of each optimization case colored by max
 Yellow: glare with potential for after-image found.
 Green: glare with low potential for after-image.
 Blue: no glare found.

Tilt → Orient ↓	0°	10°	20°	30°	40°	50°
45°	-	-	-	-	-	-
55°	-	-	-	-	-	-
65°	-	-	-	-	-	-
75°	-	-	-	-	-	-
85°	-	-	-	-	-	-
95°	-	-	-	-	-	-
105°	-	-	-	-	-	-
115°	-	-	-	-	-	-
125°	-	-	-	-	-	-
135°	-	-	-	-	-	-
145°	-	-	-	-	-	-
155°	-	-	-	-	-	-
165°	-	-	-	-	-	-
175°	-	-	-	-	-	-
185°	-	-	-	-	-	-
195°	-	-	-	-	-	-
205°	-	-	-	-	-	-
215°	-	-	-	-	-	-
225°	-	-	-	-	-	-
235°	-	-	-	-	-	-
245°	-	-	-	-	-	-
255°	-	-	-	-	-	-
265°	-	-	-	-	-	-
275°	-	-	-	-	-	-
285°	-	-	-	-	-	-
295°	-	-	-	-	-	-
305°	-	-	-	-	-	-
315°	-	-	-	-	-	-

Figura 109: Analisi di abbagliamento "Summary result"

Complessivamente i recettori interessati sono sei, due dei quali interessati da abbagliamento ad alto potenziale di immagine residua, FP03 e OP10, rispettivamente il percorso di discesa e il punto di osservazione posto sul piazzale. OP3, OP4 e OP5 sono sottoposti esclusivamente ad abbagliamento "low potential".

Receptor	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
	min	hr	min	hr
FP 03	2,178	36.3	854	14.2
FP 21	0	0.0	0	0.0
OP 10	831	13.8	783	13.1
OP 3	1,022	17.0	0	0.0
OP 4	843	14.1	0	0.0
OP 5	703	11.7	0	0.0

Figura 110: Recettori PV2

L'analisi rispetto al tracciato FP03 evidenzia una situazione di abbagliamento intenso nei mesi centrali, nella parte iniziale del tratto in considerazione, come si può vedere dalla figura seguente:

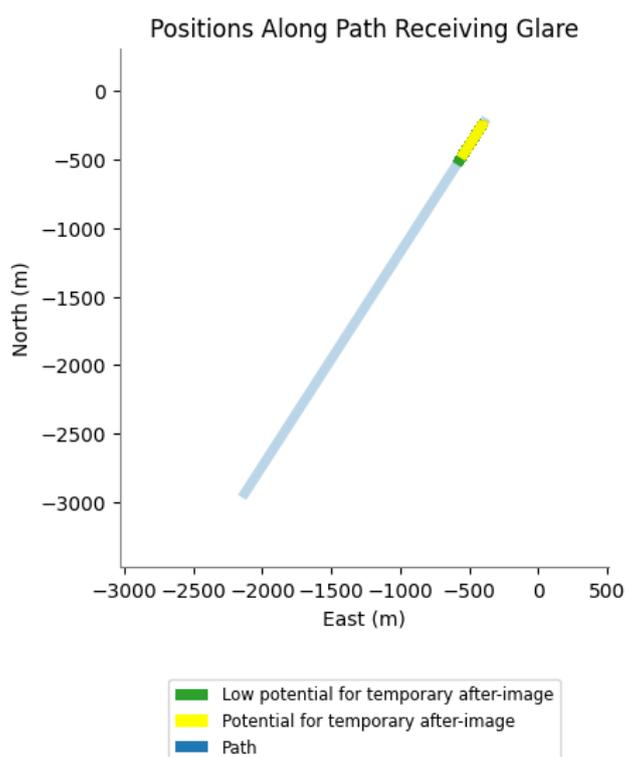


Figura 111: Abbagliamento lungo Flight-Path

La riflessione è causata da una buona porzione dell'impianto, specialmente i moduli situati a sud-est del campo.

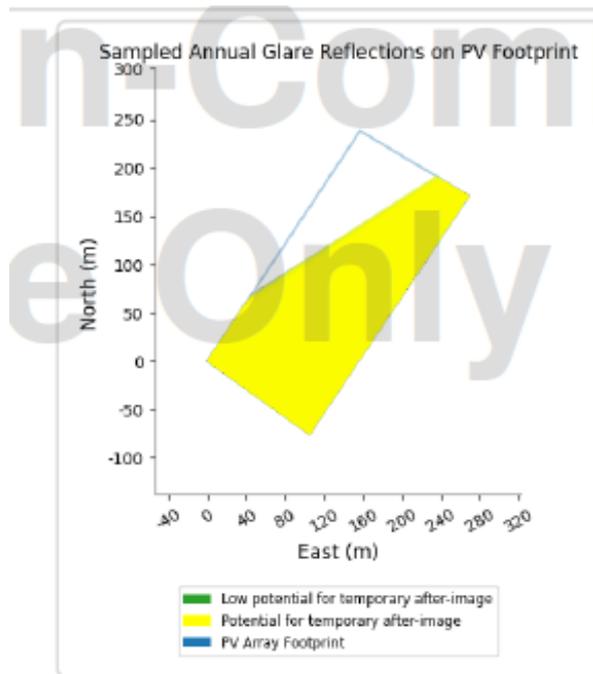


Figura 112: Zona dell'impianto responsabile dell'abbagliamento - PV2

L'abbagliamento è distribuito nei mesi estivi, indicativamente da maggio ad agosto, durante le prime ore del giorno per una durata di circa 30 minuti.

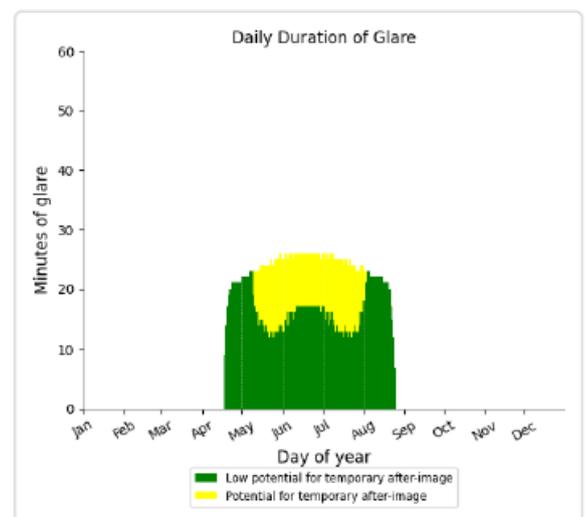
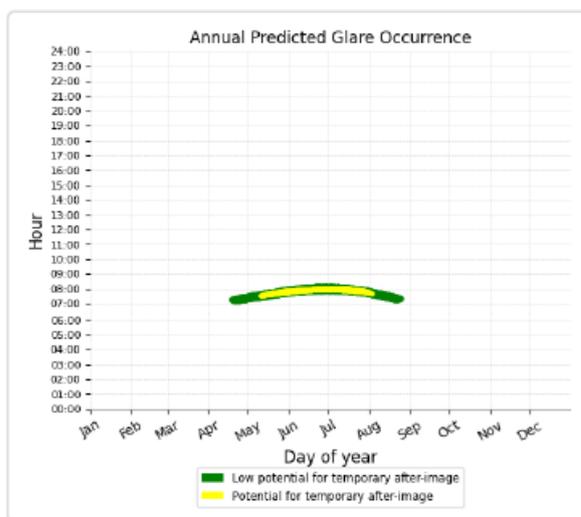


Figura 113: Abbagliamento annuale e quotidiano - PV2

In queste condizioni è evidente che la configurazione verso sud sia esclusa, come difatti emerge dall' analisi dettagliata.

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

Figura 114: Risultati analisi di abbagliamento per azimuth 180° titl 40°

Come nel caso precedente si procede al calcolo delle producibilità con il Programma Matlab, il quale fornisce la matrice riportata di seguito. Andando a sovrapporre la matrice di abbagliamento con quella delle producibilità risultano possibili diverse scelte.

	capacity factor					
	0	10	20	30	40	50
45	12,453	11,486	10,346	9,134	7,928	6,781
55	12,453	11,670	10,712	9,668	8,602	7,561
65	12,453	11,872	11,112	10,247	9,333	8,407
75	12,453	12,088	11,534	10,853	10,093	9,287
85	12,453	12,311	11,965	11,468	10,864	10,168
95	12,453	12,534	12,395	12,080	11,619	11,035
105	12,453	12,751	12,809	12,669	12,349	11,855
115	12,453	12,955	13,200	13,218	13,028	12,627
125	12,453	13,139	13,556	13,719	13,638	13,319
135	12,453	13,299	13,866	14,157	14,176	13,924
145	12,453	13,429	14,118	14,516	14,618	14,430
155	12,453	13,525	14,306	14,781	14,949	14,800
165	12,453	13,585	14,422	14,947	15,152	15,033
175	12,453	13,607	14,463	15,006	15,222	15,109
185	12,453	13,589	14,429	14,955	15,159	15,031
195	12,453	13,533	14,319	14,797	14,956	14,802
205	12,453	13,441	14,138	14,535	14,633	14,428
215	12,453	13,314	13,891	14,181	14,193	13,929
225	12,453	13,157	13,585	13,747	13,656	13,328
235	12,453	12,975	13,232	13,246	13,044	12,628
245	12,453	12,773	12,841	12,694	12,367	11,876
255	12,453	12,557	12,425	12,107	11,648	11,073
265	12,453	12,335	11,995	11,499	10,901	10,230
275	12,453	12,112	11,565	10,886	10,143	9,371
285	12,453	11,895	11,145	10,284	9,388	8,509
295	12,453	11,691	10,747	9,711	8,661	7,668
305	12,453	11,505	10,382	9,181	7,986	6,879
315	12,453	11,344	10,061	8,710	7,389	6,174

Figura 115: Capacity factor

Andando ad eseguire un'analisi più dettagliata nell'intorno delle configurazioni ammissibili, ovvero quelle "Blu", si osserva che quella che ottimizza la produzione risulta essere azimuth 135° tilt 36°.

	kWh/kWp					
	30	32	34	36	38	40
125	1201,79	1207,88	1208,53	1208,13	1206,23	1194,68
130	1221,80	1226,30	1227,48	1227,93	1227,10	1219,12
135	1240,19	1243,00	1244,85	1246,03	1245,68	1241,83
140	1256,82	1258,35	1260,65	1262,15	1262,53	1262,39
145	1271,58	1272,38	1275,05	1276,68	1277,25	1280,57

Figura 116: Rapporto kWh/kWp

Summary of Results **No glare predicted**

PV Array	Tilt °	Orient °	Annual Green Glare		Annual Yellow Glare	
			min	hr	min	hr
PV array 1	35.0	135.0	0	0.0	0	0.0

Figura 116: Risultato sintetico dell'analisi di abbagliamento – No glare predicted

Come si può apprezzare dal risultato della simulazione la configurazione individuata, oltre a massimizzare il capacity factor, risulta rispettare i requisiti di abbagliamento.

La produzione con questa configurazione ammonta a circa il 93% di quella che si avrebbe nella configurazione ottimale verso sud, dunque, con una mancata produzione del 7%.

Considerazioni e limiti

I risultati delle simulazioni sono estremamente cautelativi, non considerano infatti le condizioni meteorologiche. Gli effetti dell'abbagliamento sono calcolati come se il cielo fosse sempre limpido, non prevedendo precipitazioni o annuvolamenti per tutto l'anno. Risulta chiaro che con queste ipotesi i fenomeni di abbagliamento così calcolati saranno maggiori in frequenza e in intensità.

Un limite di tale approccio è l'impossibilità di considerare corridoi di ispezione e manutenzione tra le file di moduli, e nemmeno altre aree interne al campo ove non è possibile costruire, questo per due motivi: In primo luogo il software Matlab esegue il calcolo nell'area impostata come se tutta la superficie fosse disponibile, ciononostante, tale situazione è spesso compatibile con i casi reali. In secondo luogo, va considerato che anche il software ForgSolar opera secondo le stesse modalità. Questo, tuttavia, non pone problematiche di alcun genere, semmai sovrastima la producibilità o l'abbagliamento, parametri che andrebbero comunque calcolati nel dettaglio nelle fasi successive del progetto.

Conclusioni

L'esempio considerato fornisce una possibile applicazione dell'approccio presentato in questa tesi. Cogliendo l'onere e l'opportunità di questo periodo storico dove la transizione energetica rappresenta l'occasione per implementare metodologie nuove al fine di costruire impianti sempre più sicuri e in aree dove sarebbe stato impensabile farlo in passato.

La tesi si è articolata in due fasi: La prima caratterizzata dallo studio e implementazione di un modello previsionale per la radiazione solare incidente al suolo, su una superficie inclinata, al fine di determinare la produzione fotovoltaica. Successivamente, dopo aver analizzato le condizioni e i vincoli per la costruzione di impianti all'interno del sedime aeroportuale, si è condotta un'analisi nell'aeroporto di Cuneo. Dapprima si è condotta un'analisi di abbagliamento utilizzando il software ForgeSolar per poi combinarlo con la matrice della produzione al fine di ottenere uno strumento che possa aiutare nelle valutazioni relative alla configurazione d'impianto. Come si è visto ci sono molteplici fattori da tenere in considerazione e risulta evidente la comodità di uno strumento che permetta di condurre analisi rapide, scartando in sede di studio di fattibilità tutte quelle situazioni non ammissibili perché pericolose per la sicurezza aerea oppure perché la produzione sarebbe insufficiente per garantire la profittabilità dell'investimento. Il fine ultimo è ottenere una panoramica chiara tra le configurazioni alternative in ottemperanza alle norme aeroportuali, dando modo di scegliere la più vantaggiosa sotto il profilo economico.

Dallo studio è emerso che il campo a Sud, denominato PV2, ha una superficie maggiore ma a causa della sua posizione è fonte di abbagliamento se installato nella posizione ottimale del sito, ovvero 40° sud. A causa di ciò la miglior configurazione risulta con inclinazione 36° e azimut 135°, la quale riduce al 93% la producibilità dell'impianto. Per quanto riguarda il campo posto a nord, denominato PV1, ha una superficie più contenuta, tuttavia, dal punto di vista dell'abbagliamento non implica problematiche severe per l'aeroporto, infatti, la miglior configurazione ammissibile risulta essere con inclinazione 40° e azimut 200°, questo si traduce di una perdita di producibilità minore del 3 per cento. È tuttavia evidente che la configurazione ottimale va valutata anche secondo le esigenze del committente: risulta chiaro dalla matrice di producibilità che, se si vuole massimizzare la produzione energetica è necessario installare il maggior numero di moduli per unità di superficie, questo vuol dire disporli orizzontalmente evitando il mutuo ombreggiamento tra le file. Questo approccio evidentemente non privilegia la produzione individuale del modulo bensì la produzione totale del campo. Risulta chiaro che così facendo il costo di ogni singolo kWh prodotto sarà maggiore, tuttavia, sono considerazioni che debbono essere valutate caso per caso in sede di progetto.

In conclusione, dalla presente ricerca emerge chiaramente che la transizione energetica non solo impone nuove responsabilità, ma offre anche significative opportunità per

affrontare la crisi climatica. Questo può essere realizzato attraverso l'adozione di metodologie innovative, l'applicazione di tecnologie ingegneristiche avanzate e la realizzazione di progetti sostenibili in aree cruciali come gli aeroporti. In tal modo, non solo si risponde all'urgente necessità di ridurre le emissioni di gas serra, ma si apre anche la strada a un futuro più sostenibile e resiliente.

Bibliografia

[1] Pubblicazioni statistiche TERNA:

<https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/statistiche/pubblicazioni-statistiche#:~:text=Produzione%20annuale%20lorda,4%25%20rispetto%20al%202021>

[2] WNO:

<https://world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity.aspx>

[3] ISPI:

https://www.ispionline.it/it/pubblicazione/fact-checking-i-cambiamenti-climatici-10-grafici-32170?gclid=CjwKCAjwg4SpBhAKEiwAdyLwvNx1Vv2-_GkR45Z9Mg1-zeJMILb5ImIjmohBd7xivm5x6zrxBgjllhoCorQQAvD_BwE

[4] Rapporto statistico Energia GSE:

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/Rapporto%20Statistico%20GSE%20-%20FER%202021.pdf

[5] Rapporto Solare Fotovoltaico GSE:

https://www.gse.it/documenti_site/Documenti%20GSE/Rapporti%20statistici/GSE%20-%20Solare%20Fotovoltaico%20-%20Rapporto%20Statistico%202022.pdf

[6] PNIEC (MISE):

https://www.mase.gov.it/sites/default/files/PNIEC_2023.pdf

[7] PNRR:

<https://www.governo.it/sites/governo.it/files/PNRR.pdf>

[8] Documento di descrizione degli scenari (TERNA; SNAM):

https://download.terna.it/terna/Documento_Descrizione_Scenari_2022_8da74044f6ee28d.pdf

[9] European Environment Agency, *Annual report*, Bruxelles, EEA, 2022.

[10] R. Marini, S. Occhi, M. Rettighieri, . Ventura, *Libro Verde per la sostenibilità ambientale delle infrastrutture nodali di trasporto*, Milano, Angeli, 2016, p. 14.

[11] European Environment Agency, *Annual report*, cit., p. 14.

[12] In questo terzo ambito rientrano, ad esempio, le emissioni prodotte dal ciclo *landing and take-off* (LTO) degli aeromobili e quelle prodotte dall'accesso all'aeroporto di passeggeri e dipendenti.

[13] S. Barrett, P. Devita; C. Ho, B. Miller, Energy technologies'compatibility with airports and airspace: Guidance for aviation and energy planners, in "J. Airpt. Manag.", 2014, 8, pp. 318–326.

[14] S. Y. Kim, Institutional arrangements and airport solar PV, in "Energy Policy", 2020, 1, p. 31.

[15] S. Barrett, P. Devita; C. Ho, B. Miller, Energy technologies'compatibility with airports and airspace: Guidance for aviation and energy planners, cit., p. 321.

[16] A. Anurag, J. Zhang, J. Gwamuri, J.M. Pearce, General Design Procedures for Airport-Based Solar Photovoltaic Systems, in "Energies", 2017, 10(8), p. 12

[17] S. Y. Kim, Institutional arrangements and airport solar PV, cit., p. 33.

[18] Energy Information Administration (EIA), Energy Outlook, Energy Information Administration, Washington, 2020.

[19] ACI, *Airport Solar PV Implementation Guidance Document*, Hong Kong, Hong Kong International Airport, 2023.

[20] In base al programma operativo dell'aeroporto, il carico varia anche nell'arco delle ventiquattr'ore e quindi è fondamentale esaminare le variazioni della domanda nell'arco della giornata.

[21] S. Y. Kim, Institutional arrangements and airport solar PV, cit., p. 33.

[22] L'analisi della topografia del terreno è fondamentale per valutare l'effetto di ombreggiamento sul sito da parte di edifici, della vegetazione e di altre strutture vicine, ecc. I pendii pianeggianti o leggermente esposti a sud sono preferibili per i progetti nell'emisfero settentrionale, mentre i pendii esposti a nord presentano caratteristiche migliori per i progetti nell'emisfero meridionale. Questo aspetto è rilevante e anche per la realizzazione di impianti solari su tetto.

- [23] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, Roma, 2022.
- [24] ACI, Airport Solar PV Implementation Guidance Document, cit., p. 14.
- [25] S. Sukumaran, W. Sudhakar, A.F.Yusop, Airport-based photovoltaic applications, in "Prog Photovolt Res Appl". 2020, 28, p. 837.
- [26] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 10.
- [27] S. Y. Kim, Institutional arrangements and airport solar PV, in "Energy Policy", 2020, 1, p. 34.
- [28] M. Cavallito, E. Isonio, Prodotti finanziari a sostegno delle rinnovabili e dell'efficienza energetica, cit., p. 6.
- [29] Una tecnologia concorrente è quella a film sottile. Si tratta di un pannello molto più facile da produrre, ma meno efficiente sul piano energetico e caratterizzato da una minore durata.
- [30] GSE, *Rapporto annuale 2020*, Roma, GSE, 2021, p. 89.
- [31] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 9.
- [32] Mediante zavorre in calcestruzzo prefabbricato.
- [33] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 12.
- [34] B. Bartoli, Irradiazione passiva degli edifici: progettare edifici a energia quasi zero, Assago, Wolters Kluwer, 2019, p. 112.
- [35] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 13.
- [36] S. Ortega Alba, M. Manana, Characterization and Analysis of Energy Demand Patterns in Airports, in "Energies" 2017, 10(1), p. 119 ss
- [37] A. Anurag, J. Zhang, J. Gwamuri, J.M. Pearce, General Design Procedures for Airport-Based Solar Photovoltaic Systems, in "Energies", 2017, 10(8), p. 12.
- [38] M. Mpholo, T. Nchaba, M. Monese, Yield and performance analysis of the first grid-connected solar farm at Moshoeshoe I International Airport, Lesotho, in "Renewable Energy", 2015, pp. 845-852.

- [39] M.H. Banda, Performance evaluation of 830 KWp grid-connected photovoltaic power plant at Kamuzu International Airport-Malawi, in "Ener. Sustain. Dev.", 2019, 1.
- [40] S. Sukumaran, W. Sudhakar, Fully Solar powered airport: A case study of Cochin international airport, in "J. Air Transp. Manag.", 2017, 2.
- [41] ACI, Airport Solar PV Implementation Guidance Document, cit., p. 20.
- [42] S. Sukumaran, W. Sudhakar, A.F.Yusop, Airport-based photovoltaic applications, cit., p. 841 ss.
- [43] V. Galdi, M. Testa, Il contributo del settore fotovoltaico alla realizzazione di modelli energetici SMART, cit., p. 16.
- [44] La capacità di produzione di energia varia, inoltre, in funzione dell'irraggiamento solare del luogo in cui viene installato l'impianto.
- [45] S. Ortega Alba, M. Manana, Characterization and Analysis of Energy Demand Patterns in Airports, cit., p. 121.
- [46] S. Sukumaran, W. Sudhakar, A.F.Yusop, *Airport-based photovoltaic applications*, cit., p. 844.
- [47] S. Proserpi, Le energie rinnovabili: potenzialità e costi, mimeo, 2020, p. 3.
- [48] Energy Information Administration (EIA), *Energy Outlook*, Energy Information Administration, Washington, 2010.
- [49] In contesti diversi dall'Italia, in cui il sistema di incentivi è stato portato all'esaurimento), oltre al LCOE viene preso in considerazione anche il *Levelized Earning of Energy*, ottenuto sulla base dei trasferimenti pubblici riconosciuti in un determinato Paese (in base alla loro entità durata).
- [50] INNOVATIVE INVESTIGATION ABOUT THE PAYBACK TIME OF PHOTOVOLTAIC PLANTS IN ITALY. G. Mazzanti*, D. Zaccagnini Romito
- [51] ACI, Airport Solar PV Implementation Guidance Document, cit., p. 14.
- [52] Il contratto di base consiste in una locazione di un terreno (o di un tetto) rientranti nel sedime aeroportuale, con un canone di locazione annuo.

[53] Il contratto di base consiste in una locazione di un terreno (o di un tetto) rientranti nel sedime aeroportuale, con un canone di locazione annuo.

[54] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 9.

[55] S. Sukumaran, W. Sudhakar, Fully Solar powered airport: A case study of Cochin international airport, cit., p. 34.

[56] A. Kandt, R. Romero, Implementing Solar Technologies at Airports, in "Osti.gov", 2014

[57] Queste modifiche hanno influito sulle prestazioni del progetto e hanno comportato un costo aggiuntivo di milioni di dollari.

[58] T. DeVault, Bird use of solar photovoltaic installations at US airports: Implications for aviation safety, in "Landsc. Urban Plan", 2014, 122, pp.122-128.

[59] J.A. Plante, S.B. Barrett, P.M. De Vita, R. Miller, Report No. FAA-ARP-TR-10-1: Technical Guidance for Evaluating Selected Solar Technologies on Airports, Washington, Federal Aviation Administration, US Department of Transportation, 2018.

[60] Il settore del trasporto aereo si caratterizza come un comparto di dimensioni globali, anche se frazionato in aree operative regionali. Le sue dinamiche operative, oltre che estremamente complesse, risultano essere in continua evoluzione e sono connotate da una forte concorrenza, determinata, da un lato, dal processo di deregolamentazione e privatizzazione, e dall'altro dalla crescente mondializzazione dei mercati. Cfr. F. Rotondo, *La ricerca del valore nel settore del trasporto aereo: la prospettiva dei sistemi allargati*, Milano, Giuffrè, 2018, p. 4.

[61] ATAG, *Aviation Benefits Beyond Borders*. Air Transport Action Group, 2021, p. 6.

[62] NATS, National Air Traffic Services, *Introduction to Airspace*, in <https://www.nats.aero/ae-home/introduction-to-airspace/>.

[63] ENAC, Ente Nazionale per l'Aviazione Civile, *L'organizzazione dello spazio aereo nazionale*, in <https://www.enac.gov.it/spazio-aereo/spazio-aereo-definizione/organizzazione-dello-spazio-aereo-nazionale>.

[64] R. Papa, *Strategie e gestione delle compagnie aeree*, Torino, Giappichelli, 2010, p. 3.

[65] C. Mayer, T. Sinai, Network Effects, Congestion Externalities, and Air Traffic Delays: Or Why Not AI Delays Are Evil, in "American Economic Review", 2003, 93, pp.1194-1215.

[66] A. Murillo, S. Carlier, Flight Prioritization Prototype, in "Eurocontrol", 2018, p. 3.

[67] Si pensi agli allarmi antiterrorismo.

[68] B. Monechi, V. Servedio, V. Loreto, W.-B. Du, Congestion transition in air traffic networks, cit., p. 6.

[69] A.B. Wirawan, I. Garniwa, Risk analysis development of solar floating power plant in the sea with Monte Carlo method, Proceedings-2018 3rd International Conference on Information Technology, Information Systems and Electrical Engineering, 2018, pp. 396-401.

[70] M. Gómez, J. Hernandez, Risk identification in large photovoltaic plants' construction projects in an airport, in "Polytechnical Magazine", 2016, 13.

[71] [https://it.wikipedia.org/wiki/Pista_\(aviazione\)](https://it.wikipedia.org/wiki/Pista_(aviazione))

[72]

https://www.enac.gov.it/sites/default/files/allegati/2019Gen/Reg_Costruz_cap_1_m_9.pdf

[71] J. Wybo, Large-scale photovoltaic systems in airport areas: Safety concerns, in "Renew. Sustain. Energy Rev.", 2013, 1.

[72] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 14.

[73] CIE (Commission Internationale de l'Eclairage), International Lighting Vocabulary, pubblicazione n. 17, 1970.

[74] Ceresini G., Guida all'illuminazione sui luoghi di lavoro, in <http://www.voltimum.it/techarea.php?dyntype=hs&hsid=283&hpid=895>

[75] Nel caso di apparecchi di illuminazione, l'abbagliamento diretto è misurato mediante il metodo dell'indice unificato di abbagliamento UGR (Unified Glare Rating), elaborato dalla Cie. Si tratta di un indice che prende in considerazione la disposizione degli apparecchi illuminanti, le caratteristiche dell'ambiente (dimensioni, riflessioni) e la sua luminanza di sfondo (soffitto, pareti), il punto di osservazione degli operatori.

L'indice di abbagliamento viene misurato mediante una scala che va da 10 (nessun abbagliamento) e 30 (abbagliamento fisiologico considerevole), secondo una graduazione che varia di tre unità.

[76] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 15. La formula che la norma UNI EN 12464-1 fornisce per il calcolo dell'indice UGR:

$$UGR = 8 \log_{10} \left(\frac{0,25}{L_b} \sum \frac{L^2 \omega}{p^2} \right)$$

L_b è la luminanza di sfondo (cd/m^2) calcolata come E_{ind}/π , dove E_{ind} è l'illuminamento verticale indiretto al livello dell'occhio dell'osservatore; L è la luminanza (cd/m^2) delle parti luminose di ogni fonte luminosa nella direzione dell'occhio dell'osservatore; ω è l'angolo solido (sr) delle parti luminose di ogni singola fonte nella direzione dell'occhio dell'osservatore; p è l'indice di posizione di Guth di ogni singola fonte luminosa.

[77] S. Sukumaran, W. Sudhakar, A.F.Yusop, Airport-based photovoltaic applications, cit., p. 841 ss.

[78] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 15.

[79] S. Sukumaran, W. Sudhakar, Fully Solar powered airport: A case study of Cochin international airport, in "J. Air Transp. Manag.", 2017, 2.

[80] A. Anurag, J. Zhang, J. Gwamuri, J.M. Pearce, General Design Procedures for Airport-Based Solar Photovoltaic Systems, in "Energies", 2017, 10(8), p. 12.

[81] M.F.A. Mostafa, A.F. Zobaa, Risk assessment and possible mitigation solutions for using solar photovoltaic at airports, Eighteenth International Middle East Power Systems Conference (MEPCON), Cairo, 2016, pp. 81–88.

[82] FAA, Technical guidance for evaluating selected solar technologies at airports, 2018.

[83] Imposta dall'art. 714 del Codice della Navigazione.

[84] A condizione che il rischio di abbagliamento venga portato a un livello accettabile.

[85] M.F.A. Mostafa, A.F. Zobaa, Risk assessment and possible mitigation solutions for using solar photovoltaic at airports, cit., p. 82.

[86] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 23.

[87] Uno degli applicativi, riconosciuto dall'Autorità degli Stati Uniti FAA, è ad esempio il software GlareGauge/ForgeSolar basato sull'algoritmo SGHAT v.3 (Solar Glare Hazard Analysis Tool).

[88] Alcune superfici sono brillanti o patinate ed è possibile vedere in esse le riflessioni di altri oggetti e di altre superfici; altre bloccano la luce e proiettano ombre; altre ancora sono trasparenti e permettono all'osservatore di guardarvi attraverso: tutte queste possibilità sono prese in considerazione e trattate all'interno di un modello di illuminazione globale.

[89] ENAC, Valutazione degli impianti fotovoltaici nei dintorni aeroportuali, cit., p. 31.

[90]<https://greeneconomy.media/how-solar-plants-should-keep-an-eye-on-glint-and-glare/>

[91] Radiacion Soalr, Hugo Grossi Gallegos & Carlor Raichijk

[92] Estudio de irradiancia de bandas del espectro solar. factores de banda para la caracterización de condiciones atmosféricas en Valencia.

[93] Modelisation des sources solaire

[94] La radiazione in atmosfera, Cristian Rendina

[95] The solar constant, Francis S. Johnson

[96] The solar spectrum: wavelengths and identification from 160 to 770 angstroms

[97] The AM atmospheric model, Paine Scott

[98] An introduction to atmospheric radiation, K.N Liou

[99] Comparison of Anisotropic Diffuse Sky Radiance Models for Irradiance Estimation on Building Facades Zhengrong Li, Haowei Xing*, Shiqin Zeng , Jinpeng Zhao and Ting Wang

[100] An investigation of the performance of 14 models for estimating hourly diffuse irradiation on inclined surfaces at tropical sites, Rungrat Wattan, Serm Janjai

[101] Comparative study of isotropic and anisotropic sky models to estimate solar radiation incident on tilted surface: A case study for Bhopal, India. K.N Shukla

[102] Comparative Analysis of Anisotropic Sky Models and Experimental Data in Estimating Solar Radiation on Tilted Surface in Sub Saharan Africa Climate

[103] Comparative Analysis of Transposition Models Applied to Photovoltaic

- Systems Using Meteornorm and NASA SSE Databases, Michelle Kitayama da Silva
- [104] Multi-Factorial Comparison for 24 Distinct Transposition Models for Inclined Surface Solar Irradiance Computation in the State of Palestine: A Case Study. Yasser F. Nassar 1, Ahmed A. Hafez
- [105] Optimization of angle of inclination of the hybrid photovoltaic-thermal solar collector using particle swarm optimization algorithm. Tabet Ismail
- [106] Di_ use solar irradiance estimation on building's fac_ades: review, classification and benchmarking of 30 models under all sky conditions. Miguel de Simòn-Martìn
- [107] ESTIMATION OF GLOBAL SOLAR RADIATION IN DUHOK CITY AND CHARACTERIZATION OF TWO TYPES OF SILICON SOLAR CELLS. Omar Omar
- [108] Solar energy engineering : processes and systems. Soteris Kalogirou
- [109] Splitting the solar radiation in direct and diffuse components; Insights and constrains on the clearness-diffuse fraction representation. Federico Scarpa
- [110] Solar irradiance estimation models and optimum tilt angle approaches: A comparative study. M.A. Danandeh, S.M. Mousavi G.
- [111] Benchmarking clear sky and transposition models for solar irradiance estimation on vertical planes to facilitate glazed facade design. Debayan Paul
- [112] Evaluation of Irradiance Decomposition and Transposition Models at Locations Across the United States Matthew Lave, Cliff Hansen, Andrew Pohl (Sandia) Billy Hayes (First Solar)
- [113] Optimum Solar Panel Tilt Angle for Maximum Annual Irradiation. Mohammad Naraghi
- [114] Orientation-Optimization Simulation for Solar Photovoltaic Plant of Cairo International Airport Mohamed S. Emeara, Ahmed F. AbdelGawad, Ahmed El Abgay*
- [115] An investigation of the performance of 14 models for estimating hourly diffuse irradiation on inclined surfaces at tropical sites
- [116] Comparison of Modelled and Measured Tilted Solar Irradiance for Photovoltaic Applications
- [117] CEI 82-25 Guida alla realizzazione di sistemi di generazione fotovoltaica collegati alle reti di Media e Bassa Tensione
- [118] VALUTAZIONE DEGLI IMPIANTI FOTOVOLTAICI NEI DINTORNI AEROPORTUALI, ENAC

[119] https://www.cuneodice.it/varie/saviglianese/levaldigi-entra-nella-rete-europea-di-aeroporti-green_79134.html

[120] <https://it.scribd.com/document/426932303/Cuneo-pdf>