



**Politecnico
di Torino**

Politecnico di Torino

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

A.A. 2023/2024

Sessione di Laurea Marzo 2024

Tesi di Laurea Magistrale

**Confronto di prestazioni tecnico economiche tra
sistemi fotovoltaici fissi o ad inseguimento solare e
turbine eoliche installati sul medesimo terreno**

Relatore:

Prof. Spertino Filippo

Candidato:

Mele Fabrizio

Correlatore:

Prof. Ciocia Alessandro

Ringrazio il prof. Filippo Spertino e il prof. Alessandro Ciocia per avermi seguito durante il lavoro di tesi. Ringrazio la mia famiglia per avermi sempre supportato nel percorso accademico, soprattutto nei momenti più difficili. Infine, ringrazio tutti gli amici che mi hanno accompagnato in questi anni.

Indice

Abstract.....	3
1. Introduzione	4
2. Energia solare e conversione energetica	5
2.1 Radiazione ed energia solare	5
2.2 Strumenti di misura	7
2.3 Cella fotovoltaica	8
2.3.1 Cella fotovoltaica (circuitto equivalente)	10
2.3.2 Effetto dell'irradianza e della temperatura sulle performance.....	12
2.3.3 Connessione in serie e parallelo fra celle	13
2.3.4 Perdite in una cella solare	14
2.3.5 Le tecnologie delle celle fotovoltaiche	15
2.4 Moduli fotovoltaici	15
2.5 Impianti fotovoltaici (layout).....	17
2.5.1 Struttura fissa	17
2.5.2 Struttura ad inseguimento solare (sun tracker)	18
2.5.3 Tipologia di impianti.....	20
2.6 Inverter.....	20
2.6.1 DC/AC converter (inverter)	20
2.6.2 DC/DC converter per MPPT	21
3. Energia eolica e conversione energetica.....	22
3.1 Risorsa del vento.....	22
3.2 Turbine eoliche.....	24
3.2.1 Potenza estratta da una turbina eolica.....	24
3.2.2 Aerogeneratori ad asse orizzontale	27
3.2.3 Aerogeneratori ad asse verticale	32
3.3 Parchi eolici (layout)	33
4. Eolico e fotovoltaico nel mondo	35
5. Analisi della produzione di energia	38
5.1 Ubicazione degli impianti	38
5.2 Impianto eolico	42
5.2.1 Analisi dei venti	42
5.2.2 Turbina eolica utilizzata e layout impianto.....	44
5.2.3 Calcolo producibilità impianto eolico	50

5.2.4 Risultati impianto eolico.....	57
5.3 Impianto fotovoltaico	59
5.3.1 Dati meteorologici impianto fotovoltaico con struttura fissa	59
5.3.2 Dati meteorologici impianto fotovoltaico con struttura tracker	60
5.3.3 Scelta di moduli e inverter.....	61
5.3.4 Layout impianto fotovoltaico con struttura fissa.....	63
5.3.5 Layout impianto fotovoltaico con struttura tracker	65
5.3.6 Calcolo della producibilità.....	66
5.3.7 Risultati impianto fotovoltaico con struttura fissa.....	69
5.3.8 Risultati impianto fotovoltaico con struttura tracker	71
5.4 Confronto di producibilità.....	73
6. Analisi economica.....	74
6.1 Principali parametri per l'analisi economica	74
6.2 Impianto eolico	77
6.3 Impianto fotovoltaico con struttura fissa	79
6.4 Impianto fotovoltaico con struttura tracker	81
6.5 Confronto tra impianto eolico e fotovoltaico (con struttura fissa e tracker).....	83
7. Conclusioni	84
Indice figure.....	86
Indice tabelle.....	89
Bibliografia e sitografia	91

Abstract

L'inquinamento atmosferico ha conseguenze negative sull'ambiente e sulla salute umana, la sua riduzione rappresenta una delle sfide più urgenti dei nostri tempi. La transizione verso fonti rinnovabili assume un ruolo fondamentale e offre un'alternativa alle fonti fossili.

La tesi ha come obiettivo un confronto di prestazioni fra sistemi fotovoltaici a struttura fissa o ad inseguimento solare e turbine eoliche connessi alla rete.

Si sono descritte le tecnologie alla base di queste due fonti rinnovabili, i loro principi di funzionamento e le loro caratteristiche.

Gli impianti sono stati dimensionati mantenendo la stessa superficie di terreno. La località in cui analizzare gli impianti è stata opportunamente definita ed è in Puglia a Ceglie Messapica (BR).

Si è sviluppata un'analisi della produzione di energia partendo dai dati meteorologici della località scelta e si sono confrontati i risultati tra questi impianti.

La trattazione si è conclusa con un'analisi economica per stimare quale tra queste configurazioni di impianti rinnovabili possa essere un investimento più vantaggioso.

1. Introduzione

L'inquinamento atmosferico ha conseguenze negative sull'ambiente e sulla salute umana, la sua riduzione rappresenta una delle sfide più urgenti dei nostri tempi. La diffusione di servizi energetici su larga scala ha contribuito all'emissione di gas serra, aumentandone la concentrazione nell'atmosfera. I gas serra sono la principale causa del cambiamento climatico. L'effetto serra è il fenomeno per cui il calore solare è intrappolato nell'atmosfera terrestre dai gas serra con conseguente aumento di temperatura che ha ripercussioni sull'ecosistema naturale.

Per diminuire queste emissioni, pur continuando a soddisfare la domanda energetica mondiale, è necessaria una transizione energetica. Esistono diverse possibilità, dall'aumento dell'efficienza energetica all'utilizzo di fonti rinnovabili invece che fossili. L'emissione di gas serra può essere ridotta includendo nel mix energetico anche il nucleare e implementando il "carbon capture and storage" (CCS, cattura e stoccaggio del diossido di carbonio). Con lo sviluppo e la diffusione di energie rinnovabili, un ruolo molto importante sarà rappresentato dallo stoccaggio di energia. Le fonti rinnovabili sono spesso disponibili ad intermittenza e non seguono la domanda energetica. Un corretto ed efficiente stoccaggio permette di ovviare a questo problema, immagazzinando energia in periodi di bassa domanda per far fronte ai picchi di richiesta.

La transizione energetica deve essere accompagnata anche da una evoluzione delle infrastrutture. Queste ultime, a partire dalla rete elettrica, potrebbero non essere in grado di sostenere un aumento del carico elettrico dovuto ad un mix energetico prevalentemente a fonti rinnovabili.

A livello mondiale la politica sul cambiamento climatico è attiva da anni. Nel 1997 il Protocollo di Kyoto richiedeva ai Paesi sviluppati di ridurre le proprie emissioni di gas serra rispetto al 1990. Nel 2015 si è tenuto l'Accordo di Parigi, firmato al COP 21, dove l'obiettivo definito è di mantenere il riscaldamento globale al di sotto dei 2°C rispetto ai livelli preindustriali. Nel 2015 sono stati definiti anche i Sustainable Development Goals (SDG, obiettivi per lo sviluppo sostenibile) dall'ONU (Organizzazione delle Nazioni Unite). Gli obiettivi sono 17 con 169 sotto obiettivi (target) e molti di questi riguardano l'ambito energetico direttamente o indirettamente.

In questa tesi l'attenzione è rivolta alle tecnologie alla base del fotovoltaico e dell'eolico. Si sono analizzati i loro principi di funzionamento e le principali caratteristiche tecniche.

In seguito, si è analizzata la produzione di energia da sistemi fotovoltaici fissi o ad inseguimento solare e da turbine eoliche connessi alla rete. Questi impianti sono stati dimensionati sul medesimo terreno.

Si è sviluppata inoltre un'analisi economica di questi impianti, considerando i possibili costi e i guadagni derivati dalla vendita dell'elettricità alla rete.

2. Energia solare e conversione energetica

2.1 Radiazione ed energia solare

Tutti i corpi ad una temperatura superiore a 0 K emettono una radiazione elettromagnetica.

La radiazione solare è la radiazione elettromagnetica emessa dal Sole nello spazio, generata da reazioni termonucleari di fusione che convertono l'idrogeno in elio. La potenza totale ricevuta da una sorgente radiante per unità di area è chiamata irradianza [W/m^2].

La distribuzione spettrale (o spettro elettromagnetico) della radiazione solare può essere approssimata a quella di un corpo nero a temperatura di circa 5800 K, rappresentata dalla legge di Planck. Lo spettro elettromagnetico di un corpo è la radiazione che emette a diverse lunghezze d'onda. Inoltre, la legge di Stefan-Boltzmann stabilisce che la radiazione emessa da un corpo nero è direttamente proporzionale alla sua temperatura alla quarta:

$$q = \sigma T^4 \quad \left[\frac{\text{W}}{\text{m}^2} \right] \quad (1)$$

Dove:

- σ è la costante di Boltzmann pari a $5,67 \cdot 10^{-8} \text{ W}/\text{m}^2\text{K}^{-4}$;
- T è la temperatura del corpo nero [K].

La legge Wien invece, dice che la lunghezza d'onda a cui la radiazione è massima dipende dalla temperatura del corpo.

La Terra riceve dal Sole mediamente $1367 \text{ W}/\text{m}^2$ su un piano perpendicolare ai raggi solari all'esterno dell'atmosfera. Questo valore è chiamato costante solare ed è la somma delle energie di tutte le frequenze dello spettro della radiazione solare. A causa della variazione della distanza Sole-Terra, questo valore può variare durante l'anno.

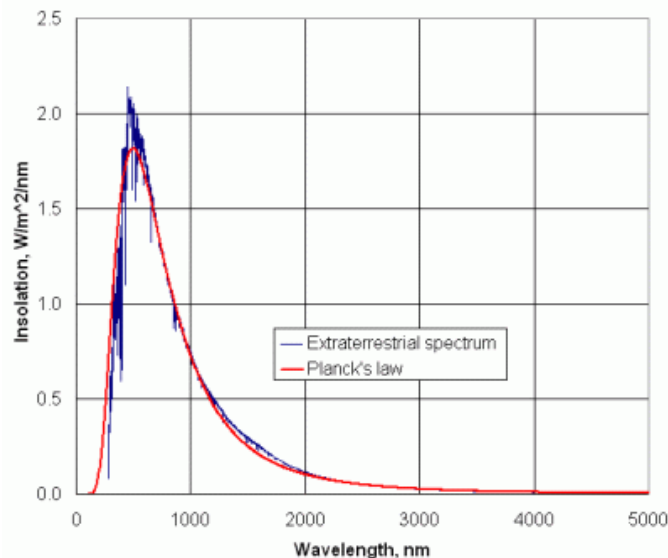


Figura 1: Spettro elettromagnetico della radiazione solare extra atmosferica e approssimazione del corpo nero a 5800 K [1].

Quando la radiazione solare entra nell'atmosfera è soggetta a diffusione, riflessione e assorbimento a causa delle molecole presenti nell'aria. La diffusione influisce su tutte le lunghezze d'onda dello spettro, mentre l'assorbimento può avvenire per diverse lunghezze d'onda a seconda delle molecole presenti nell'aria. Ad esempio, le molecole di ossigeno (O_2) e ozono (O_3) hanno un grande assorbimento nella regione dell'ultravioletto, mentre il diossido di carbonio (CO_2) assorbe principalmente nella regione dell'infrarosso.

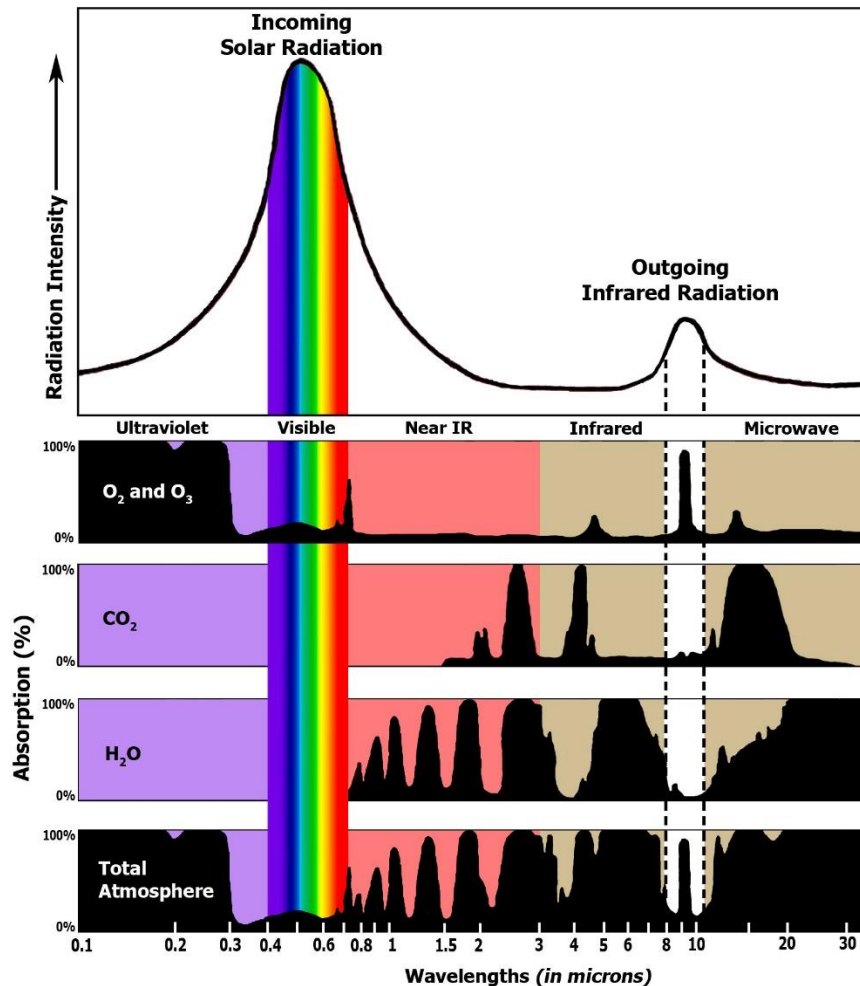


Figura 2: Assorbimento della radiazione solare a diverse lunghezze d'onda a seconda delle molecole nell'atmosfera [2].

L'irradianza totale (irradianza globale, G_g) che raggiunge un ricevitore terrestre è composta da tre componenti:

- La radiazione diretta G_b , che corrisponde alla radiazione solare che raggiunge la superficie terrestre senza essere diffusa o riflessa;
- La radiazione diffusa G_d , che corrisponde alla radiazione solare diffusa che raggiunge la superficie terrestre;
- La radiazione riflessa G_a , chiamata albedo, corrisponde a quella parte di irradianza che, riflessa dalla superficie terrestre, raggiunge la superficie del ricevitore.

Il coefficiente di albedo ρ corrisponde al rapporto tra la radiazione solare incidente e quella riflessa da una superficie. A seconda del tipo di terreno il suo valore è compreso tra 0 e 1 (dove 1 è la completa riflessione).

L'intensità della radiazione solare che raggiunge la Terra è molto variabile. Oltre a variare giornalmente ed annualmente per il moto relativo tra Terra e Sole, dipende anche dalle condizioni climatiche e dalla composizione dell'atmosfera. Per questo motivo sono necessari dati meteo locali per ogni impianto fotovoltaico.

Un altro aspetto da considerare è la dipendenza dell'irradianza dalla massa d'aria (air mass, AM). Con questo termine si indica la lunghezza di atmosfera percorsa dalla radiazione per raggiungere la superficie terrestre. All'aumentare di questo fattore corrisponde un percorso più lungo attraverso l'atmosfera e perciò maggiori perdite di energia. La massa d'aria è approssimativamente uguale a $1/\cos\theta_z$, dove θ_z è l'angolo tra la perpendicolare al suolo e la radiazione solare. Con AM=0 si indica la condizione al di fuori dell'atmosfera. Con AM=1 ci si riferisce alla condizione in cui il Sole si trova allo Zenit. Un valore tipico dello spettro solare sulla superficie della Terra è AM=1.5. Questo valore, con irradianza $G_g=1000\text{ W/m}^2$ e temperatura di 25°C , è utilizzato per testare le celle e i moduli fotovoltaici (STC, standard test conditions) [3].

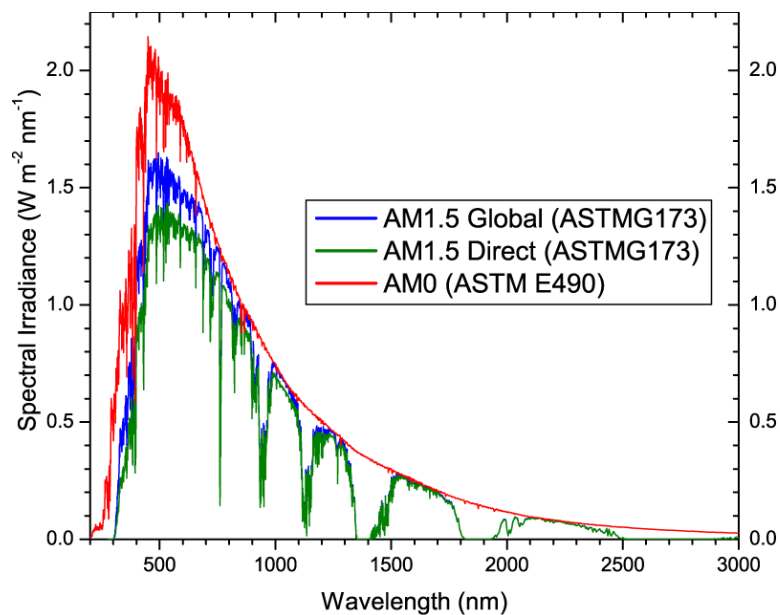


Figura 3: Diverse distribuzioni spettrali della radiazione solare al variare dell' AM [4].

2.2 Strumenti di misura

Come precedentemente detto, la radiazione solare è dipendente dalla località e dal meteo locale, variando giornalmente. Le misurazioni sono performati attraverso piranometri e pireliometri.

I piranometri misurano l'irradianza totale e possono essere [4]:

- Termopile: sensori di temperatura composti da più termocoppie in serie che misurano la differenza di temperatura tra una parte irradiata e una all'ombra.
- Fotoelettrici: sono tipicamente celle solari in silicio, convertono la radiazione solare in elettricità. L'energia elettrica generata è proporzionale all'irradianza.



Figura 4: Piranometro [5].

Il pireliometro è utilizzato per misurare la radiazione solare diretta. La luce entra, tramite un'apertura, nello strumento ed è diretta verso una termopila che converte il calore in un segnale elettrico. Il voltaggio del segnale è convertito in W/m^2 .



Figura 5: Pireliometro [5].

Esiste un ulteriore strumento, l'eliofanografo (sushine recorder). È utilizzato per misurare la durata dell'illuminazione solare, cioè le ore nel giorno durante le quali l'irradianza solare è sopra un certo livello [4].

Un metodo per stimare l'irradianza è tramite dati acquisiti da satelliti, come la copertura delle nuvole in una particolare regione [4].

2.3 Cella fotovoltaica

La cella fotovoltaica è il componente elementare di un generatore fotovoltaico. È costituita da un diodo a semiconduttore che, esposto alla radiazione solare, permette l'interazione dei fotoni con gli elettroni del materiale. Questo fenomeno è chiamato effetto fotovoltaico.

L'effetto fotovoltaico è basato perciò sulle caratteristiche del semiconduttore utilizzato per la cella. Per comprendere meglio il processo di conversione dell'energia, è necessario richiamare il concetto di bande energetiche degli elettroni nelle strutture atomiche dei materiali. Le bande energetiche sono i livelli di energia posseduti dagli elettroni e possiamo identificare due bande:

- Banda di valenza, composta da elettroni coinvolti nei legami chimici;
- Banda di conduzione, composta da elettroni con un livello energetico superiore, liberi di muoversi.

L'energy gap (bandgap) rappresenta la differenza di energia necessaria per permettere all'elettrone di muoversi dalla banda di valenza alla banda di conduzione. I materiali isolanti presentano un energy gap molto alto che impedisce agli elettroni di raggiungere la banda di conduzione. Nei materiali conduttori invece, gli elettroni possono facilmente spostarsi tra le due bande.

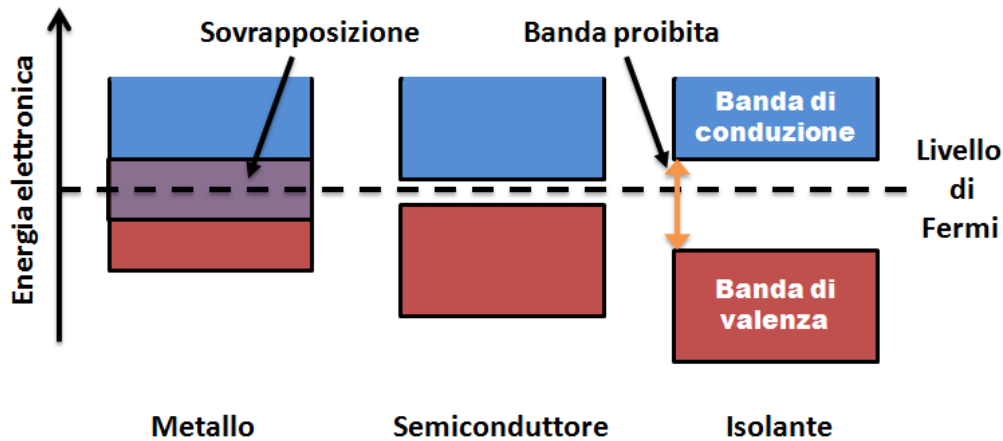


Figura 6: Confronto fra le bande energetiche di conduttori, semiconduttori e isolanti.

Il funzionamento della cella solare in condizioni di buio può essere descritto dalla teoria della giunzione P-N [3]. Un diodo a giunzione P-N è costruito tramite il diverso drogaggio (doping) di due strati di silicio. Con il termine drogaggio si intende la modifica delle proprietà (in questo caso conduttive) di un materiale introducendo impurità atomiche nel reticolo cristallino. Uno strato è drogato con impurità di tipo P e prevede l'introduzione di atomi che possiedono meno elettroni di valenza del silicio (che è un atomo tetravalente). Un esempio è l'utilizzo di atomi di boro, che sono atomi trivalenti e formano una lacuna. L'altro strato è drogato con impurità di tipo N e prevede l'introduzione di atomi con più elettroni di valenza del silicio. Un esempio sono gli atomi pentavalenti di fosforo, che lasciano un elettrone libero da legami nel reticolo cristallino. Gli elettroni liberi possono muoversi nel reticolo cristallino mentre le lacune possono essere occupate da elettroni di atomi vicini, creando nuove lacune in diverse zone del reticolo. I due strati di silicio con un drogaggio di tipo P e di tipo N sono posti in contatto in modo da creare la giunzione P-N. Gli elettroni liberi dello strato N diffondono nello strato P creando una distribuzione di cariche positive in prossimità dell'interfaccia. Allo stesso modo, le lacune si "muovono" verso il semiconduttore N. La zona all'interfaccia della giunzione prende il nome di regione di svuotamento (depletion region) e presenta cariche positive dal lato N e cariche negative dal lato P. All'equilibrio questa configurazione genera un campo elettrico che non permette ulteriori movimenti di cariche [3].

Se la cella è esposta alla radiazione solare e lo strato esposto alla luce (usualmente lo strato N) sia abbastanza sottile, i fotoni possono essere assorbiti vicino alla giunzione. Solo i fotoni con abbastanza energia permettono la promozione di un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione formando le coppie elettrone-lacuna. L'energia che i fotoni devono possedere per questo processo deve essere maggiore o uguale all'energy gap che separa le due bande:

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda} \geq E_{gap} \quad [eV] \quad (2)$$

Dove:

- E_{ph} è l'energia del fotone e E_{gap} è l'energy gap tra la banda di valenza e conduzione, che in caso di silicio è uguale a 1,12 eV;
- h è la costante di Planck pari a $6,626 \cdot 10^{-34}$ J·s;
- c è la velocità della luce pari a circa 300000 km/s;
- λ è la lunghezza d'onda della luce.

Per la presenza del campo elettrico alla giunzione, gli elettroni eccitati dai fotoni nella regione di svuotamento si muovono verso lo strato N (e le lacune verso lo strato P). Superata la regione di svuotamento, i portatori di carica non potranno rientrarci proprio per la presenza del campo elettrico e si verifica un aumento di elettroni dal lato N e un aumento di lacune dal lato P. Questa separazione di cariche genera una differenza di potenziale tra i due strati. Collegando la giunzione ad un circuito esterno, una corrente scorre dallo strato P allo strato N [3].

2.3.1 Cella fotovoltaica (circuito equivalente)

Il comportamento elettrico di una cella solare può essere descritto da un generatore di corrente, proporzionale all'irradianza, e da un diodo collegato in antiparallelo. Per avere una descrizione più realistica del funzionamento di una cella solare, il circuito equivalente presenta altri due elementi resistivi [3]:

- Una resistenza shunt R_{sh} , che rappresenta le correnti di dispersione per un non perfetto isolamento delle superfici laterali della cella;
- Una resistenza in serie R_s , che rappresenta le resistenze del semiconduttore e degli elettrodi.

Il circuito equivalente di una cella solare è rappresentato nella seguente figura.

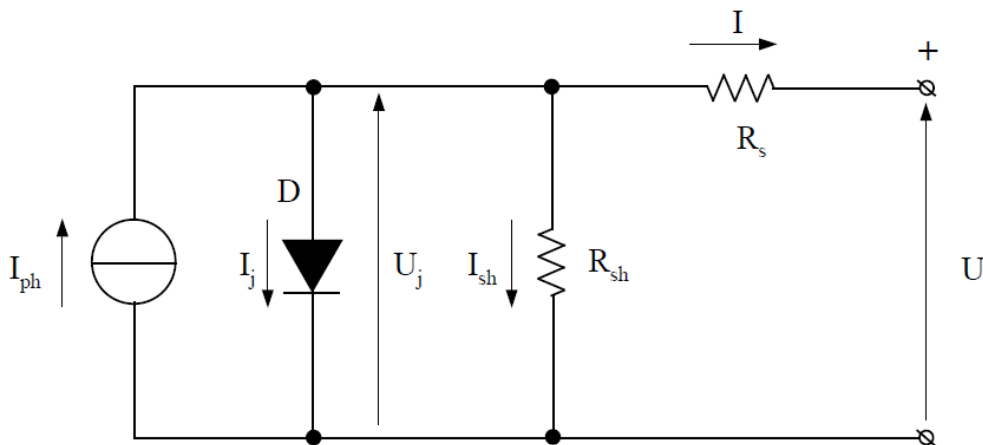


Figura 7: Circuito equivalente di una cella solare [3].

Il generatore elettrico descrive l'effetto fotoelettrico e la corrente I_{ph} è la corrente fotoelettrica, proporzionale all'irradianza G e all'area della cella A :

$$I_{ph} = k_{mat} \cdot G \cdot A \quad [A] \quad (3)$$

Dove k_{mat} è una costante che dipende dal tipo di materiale della cella [A/W].

La corrente nel diodo I_j può essere descritta dall'equazione di Shockley. L'equazione presenta due termini: il primo è la corrente di diffusione e il secondo è la corrente di campo. È scritta in forma esponenziale come:

$$I_j = I_0 \cdot \left(e^{\frac{qU_j}{mkT}} - 1 \right) \quad [A] \quad (4)$$

Dove:

- I_0 è la corrente di saturazione del diodo [A];
- q è la carica elementare dell'elettrone pari a $1,602 \cdot 10^{-19}$ C;
- U_j è la tensione ai capi della giunzione [V];
- k è la costante di Boltzmann pari a $1,38 \cdot 10^{-23}$ J/K;
- T è la temperatura assoluta della giunzione [K]
- m è il fattore di qualità del diodo.

Applicando le leggi di Kirchhoff per la tensione e la corrente al circuito equivalente si ricava:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad [A] \quad (5)$$

$$U = U_j - R_s I \quad [V] \quad (6)$$

Dove U è la tensione ai terminali del carico e I è la corrente che scorre nel carico. La relazione tensione corrente si ottiene combinando le precedenti equazioni:

$$U = \frac{mkT}{q} \cdot \ln \left(\frac{I_{ph} - I \left(1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad [V] \quad (7)$$

Perciò il circuito equivalente di una cella solare è definito da 5 parametri indipendenti: I_{ph} , I_0 , m , R_s , R_{sh} .

Assumendo un'irradianza e una temperatura costante, è possibile definire la curva corrente-tensione (I-U curve), le cui coordinate dei punti rappresentano la potenza al carico.

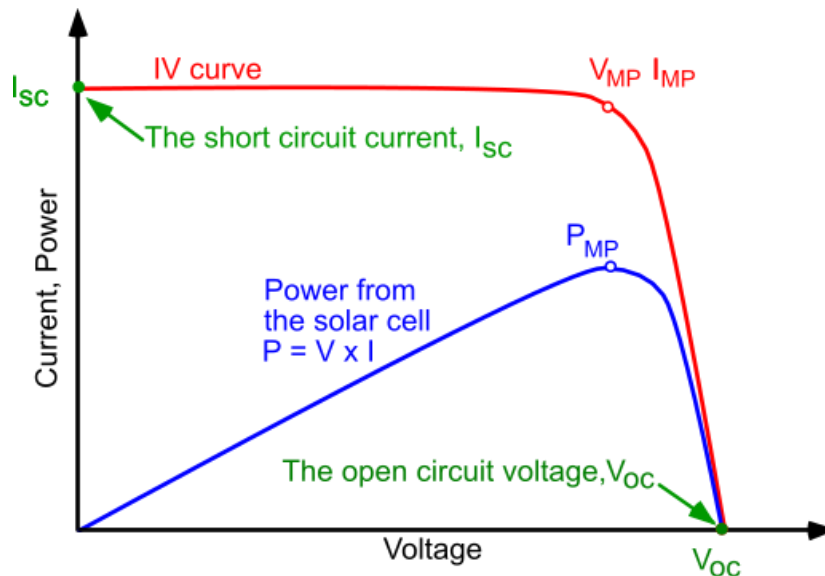


Figura 8: Curva corrente-tensione (I-U) e curva di potenza (P-U) di una cella solare [4].

Punti caratteristici di questa curva sono [3]:

- la corrente di cortocircuito I_{SC} (short circuit current): è la corrente che scorre attraverso la cella solare quando la tensione è zero. È la massima corrente che la cella solare può erogare;
- la tensione a vuoto U_{OC} (open circuit voltage): è la tensione presente nella cella solare quando la corrente è zero. È la più alta tensione che la cella solare può generare;
- il punto di massima potenza (MPP), di coordinare U_{MP} (tensione della massima potenza) e I_{MP} (corrente di massima potenza). In questo punto il prodotto $I \cdot U$ è massimo.

La potenza in uscita da una cella solare ha quindi un massimo in I_{MP} e U_{MP} ed è zero in I_{SC} e U_{OC} .

Un parametro chiamato Fill Factor (FF) è utile per comparare le performance di una cella, è calcolato come segue:

$$FF = \frac{U_{MP}}{U_{OC}} \cdot \frac{I_{MP}}{I_{SC}} \quad [-] \quad (8)$$

Valori tipici di FF per celle a silicio cristallino (c-Si) sono 0,7-0,8 mentre per celle a silicio amorfo (a-Si) sono 0,5-0,6.

2.3.2 Effetto dell'irradianza e della temperatura sulle performance

La curva caratteristica corrente-tensione di una cella solare, a temperatura costante, varia al variare dell'irradianza G . Al decrescere di G , la corrente di cortocircuito I_{SC} decresce proporzionalmente, mentre la tensione a vuoto U_{OC} diminuisce in maniera logaritmica.

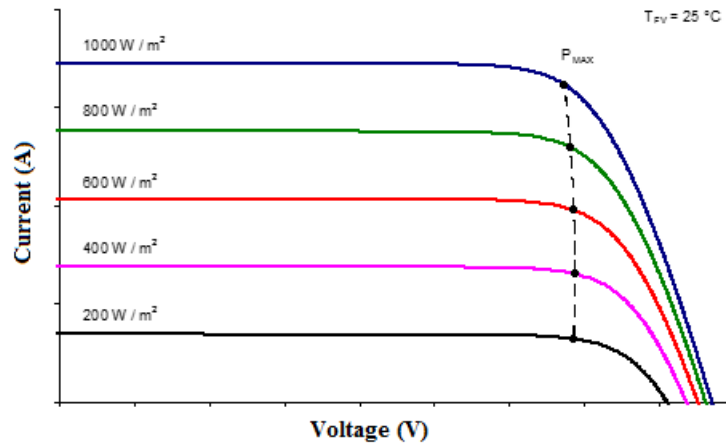


Figura 9: Curva I-U al variare dell'irradianza [3].

Mantenendo costante l'irradianza e variando la temperatura, si verifica un leggero incremento della corrente fotoelettrica I_{ph} e della corrente di cortocircuito I_{sc} . Questo fenomeno è dovuto principalmente alla riduzione dell'energy gap del semiconduttore. Inoltre, la tensione a vuoto U_{oc} decresce a causa dell'aumento della corrente nel diodo I_j .

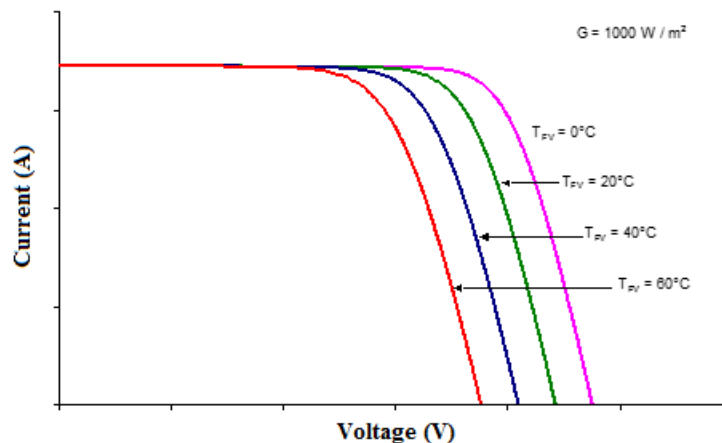


Figura 10: Curva I-U al variare della temperatura [3].

2.3.3 Connessione in serie e parallelo fra celle

La corrente e la tensione richieste dal carico sono superiori a quelle fornite da una singola cella solare. Per raggiungere la potenza richiesta, le celle vengono collegate fra di loro in serie o in parallelo.

Un gruppo di celle collegate in serie è chiamato stringa. La connessione in serie di N_s celle è utilizzata per aumentare la tensione totale del sistema. Infatti, con questo tipo di collegamento, la tensione totale è pari alla somma della tensione delle singole celle, mentre la corrente rimane costante e pari a quella della singola cella. Considerando i punti caratteristici della curva I-U:

$$U_{OC,serie} = \sum_i U_{OC,i} \quad [V] \quad (9)$$

$$I_{SC,serie} \cong I_{SC,min} \quad [A] \quad (10)$$

Tuttavia, se una delle celle presenta una diversa curva I-U dalle altre (mismatch) per difetti di fabbrica o parziale ombreggiatura, l'equivalente curva I-U è ottenuta dalla somma delle tensioni delle celle "buone" (matched, N_s-1 celle) con quella della cella "debole", ma la corrente è limitata a quella della cella ombreggiata. La potenza in uscita è perciò inferiore alla somma delle potenze delle singole celle. La condizione peggiore è quella di cortocircuito in cui la cella malfunzionante assorbe molta potenza con la formazione di hotspot (surriscaldamenti). I danneggiamenti alle celle dovuti agli hotspot sono evitati connettendo dei diodi di bypass (D_p) in antiparallelo a gruppi di celle. Tramite il diodo si scollegano i gruppi di celle difettose o oscurate evitando danneggiamenti e la riduzione di corrente nella stringa.

La connessione in parallelo di N_p celle innalza la corrente del sistema. La corrente totale è uguale alla somma delle correnti delle singole celle e la tensione è costante e pari a quella di una singola cella. Considerando i punti caratteristici della curva I-U:

$$I_{SC,parallelo} = \sum_i I_{SC,i} \quad [A] \quad (11)$$

$$U_{OC,parallelo} \cong U_{OC,min} \quad [V] \quad (12)$$

Se una cella ha un difetto o è ombreggiata, l'equivalente curva I-U è ottenuta dalla somma delle correnti delle celle "buone" (matched, N_p-1 celle) con quella della cella "debole", ma la tensione è limitata a quella della cella ombreggiata. La potenza massima erogabile è perciò ridotta. La condizione peggiore è quella di carico a vuoto in cui la cella malfunzionante assorbe la corrente delle N_p-1 celle e dissipa un'elevata potenza. Il conseguente aumento di temperatura può causare la rottura della cella. La presenza di un diodo (diodo di blocco D_s) in serie alla singola cella può evitare che la cella ombreggiata lavori come un carico a corrente inversa. Tuttavia, la caduta di tensione dovuta al diodo è pari alla tensione generata da una cella solare, perciò ha senso connettere in serie il diodo ad una stringa di celle [3].

2.3.4 Perdite in una cella solare

Oltre alle perdite legate alla connessione tra celle (mismatch), esistono numerose perdite durante la conversione della radiazione solare in energia elettrica [3]:

- Perdite dovute alla riflessione di parte della radiazione incidente sulla superficie della cella.
- Perdite legate al surplus energetico dei fotoni incidenti. Alcuni fotoni assorbiti hanno un'energia superiore a quella necessaria per produrre le coppie elettrone-lacuna. Questa energia è dissipata come calore.

- Perdite per mancanza di energia dei fotoni incidenti. Alcuni fotoni non hanno abbastanza energia per generare una coppia elettrone-lacuna.
- Perdite per la ricombinazione di coppie elettrone-lacuna. Una piccola parte di queste coppie non vengono tenute separate dal campo elettrico di giunzione e si ricombinano. Le perdite per questo fenomeno dipendono dalle impurità e dai difetti presenti nel materiale.
- Perdite per dissipazione della corrente elettrica nei diodi e nelle resistenze R_s e R_{sh} .

L'efficienza di conversione di una cella solare rappresenta la frazione di irradianza incidente che è convertita in energia elettrica e può essere calcolato come:

$$\eta_{cs} = \frac{P_{max}}{G \cdot A} \quad [-] \quad (13)$$

Dove P_{max} è la massima potenza erogabile dalla cella solare, G è l'irradianza e A è l'area della cella solare.

2.3.5 Le tecnologie delle celle fotovoltaiche

Il semiconduttore più utilizzato per la realizzazione di celle solari è il silicio e, in base al suo processo di produzione, esistono tre tipi di celle [3]:

- Silicio monocristallino (m-Si): è il primo ad essere utilizzato per la produzione di celle solari. È realizzato tramite processi di cristallizzazione lenti e ad alte temperature (fino a 1500°C). Ha uno spessore tra 100-200 μm . Queste celle hanno un'alta efficienza, tra il 19 e 23%, grazie ad un ampio range di lunghezze d'onda che può generare corrente. Perciò più fotoni sono in grado di produrre coppie elettrone-lacuna.
- Silicio policristallino (p-Si): il suo processo di produzione è più veloce ed economico rispetto alla tecnologia monocristallina. L'efficienza è tra il 16 e 18%.
- Silicio amorfo (a-Si): un film di silicio amorfo (2 μm) è depositato su un substrato di vetro o acciaio a temperature più basse rispetto alle due precedenti tecnologie (200-250 °C). L'efficienza è tra il 6-12%.

Esistono altri materiali utilizzati per le celle solari, appartenenti alla tecnologia dei film sottili (come a-Si), come il seleniuro di rame e indio (CIS), telluriuro di cadmio (CdTe) e arseniuro di gallio (GaAs). Il loro spessore è di pochi μm , sono depositati direttamente di vetro, plastica, acciaio o ceramica [6].

2.4 Moduli fotovoltaici

I moduli fotovoltaici sono un insieme di celle solari interconnesse che producono elettricità una volta esposte al Sole. Un pannello solare può essere composto da 36 fino a 96 celle connesse in serie o parallelo.

Un modulo fotovoltaico è spesso composto da [4]:

- Una superficie anteriore: si utilizza vetro temperato con spessore tra i 3-4 mm. In caso di celle solari al silicio, deve avere un'alta trasmissione della luce nelle lunghezze d'onda tra i 350

nm e i 1200 nm e avere una bassa riflessione. Oltre alle proprietà ottiche, deve essere impermeabile all'acqua, avere una buona resistenza agli impatti, essere stabile sotto prolungata esposizione a raggi UV e avere una bassa resistività termica.

- Un incapsulante: utile per aumentare l'adesione tra la cella solare e le superfici anteriore e posteriore. L'incapsulante più utilizzato è l'etilene vinil acetato (EVA), che deve essere stabile ad alte temperature e ai raggi UV, avere una buona trasmissione della luce e una bassa resistenza termica.
- Una superficie posteriore: deve avere una bassa resistenza termica e prevenire l'ingresso di acqua. I materiali più utilizzati sono vetro o Tedlar. Per moduli bifacciali anche la superficie posteriore deve essere trasparente alla luce.
- La cornice del modulo: è tipicamente fatta di alluminio, deve essere priva di sporgenze per evitare l'accumulo di acqua o polvere.
- Scatola di giunzione: ha la funzione di collegare i moduli fotovoltaici e le linee esterne. Contiene i diodi di bypass.

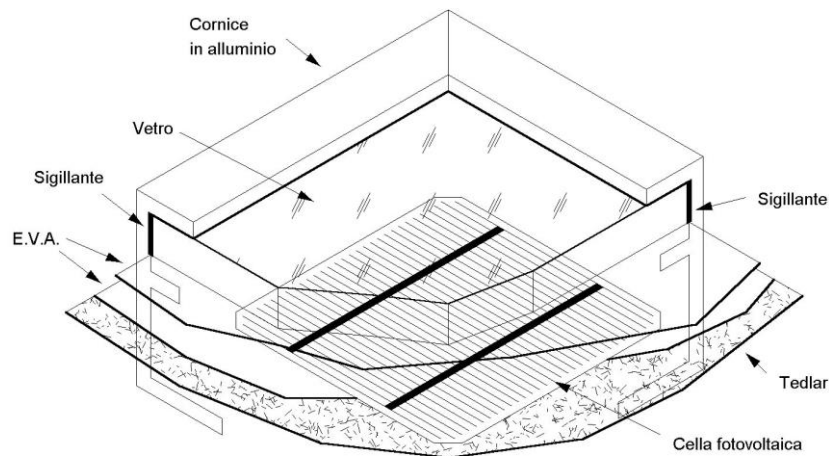


Figura 11: Composizione di un modulo fotovoltaico [3].

L'efficienza di conversione globale di un modulo fotovoltaico è calcolata alle STC (Standard Test Conditions) che corrispondono a: irradianza $G=1000 \text{ W/m}^2$, massa d'aria $AM=1.5$ e temperatura della cella solare $T_c=25^\circ\text{C}$. L'efficienza di un modulo dipende dal tipo di cella utilizzata che, come visto in precedenza, presentano efficienze tra il 6 e 23%. In STC anche altri parametri sono misurati come la potenza nominale, la corrente di cortocircuito I_{SC} , la tensione a vuoto U_{OC} e corrente e tensione nel punto di massima potenza U_{MP} e I_{MP} .

Dato che le STC sono create artificialmente in laboratorio, un altro parametro è definito: la Normal Operating Cell Temperature (NOCT). La NOCT è la temperatura di equilibrio di una cella solare T_c all'interno di un modulo esposto al Sole, in condizioni standard (CEI EN 60904-3):

- irradianza pari a 800 W/m^2 (AM 1.5);
- temperatura dell'ambiente $T_a = 20^\circ\text{C}$;
- velocità del vento 1 m/s .

Tramite questo valore di temperatura è possibile stimare la temperatura della cella solare in diverse condizioni di lavoro tramite la seguente formula:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 \frac{W}{m^2}} \cdot G \left(\frac{W}{m^2} \right) \quad [^\circ C] \quad (14)$$

La curva I-U caratteristica di un modulo fotovoltaico è simile a quella delle celle che lo compongono, con un aumento della tensione a seconda delle celle serie e un aumento della corrente a seconda delle celle in parallelo.

2.5 Impianti fotovoltaici (layout)

Un impianto fotovoltaico è la connessione di moduli per raggiungere i livelli necessari di potenza. Un insieme di moduli connessi in serie è chiamato stringa mentre il gruppo di moduli montati sulla stessa struttura è chiamato fila. Un impianto fotovoltaico è perciò composto dalla connessione in parallelo di stringhe.

I moduli negli impianti fotovoltaici possono essere montati su diverse strutture: struttura fissa (a terra o tetto) o struttura con inseguitori (Single-axis tracker o Dual-axis tracker).

2.5.1 Struttura fissa

I pannelli fotovoltaici possono essere montati su strutture fisse, che non permettono il movimento durante la giornata. Sono le più comuni per impianti sia su tetti che su terra.

Le strutture fisse sono caratterizzate da due angoli: l'angolo di inclinazione (tilt) e l'azimut. L'angolo di tilt è definito come l'angolo fra la superficie orizzontale e il piano della superficie inclinata.

L'azimut è definito come l'angolo tra la proiezione su un piano orizzontale della normale alla superficie inclinata e la direzione sud ($\gamma = -90^\circ$ a est, $\gamma = 0^\circ$ a sud, $\gamma = 90^\circ$ a ovest). I valori ottimali di questi angoli dipendono dalla latitudine della località dell'impianto e dalla presenza di ostacoli locali. In generale, per località a latitudini più alte è necessario utilizzare un angolo di inclinazione più elevato.



Figura 12: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura fissa [7].

I pannelli su tetto sono installati con l'inclinazione del tetto. Possono essere integrati e non integrati. I pannelli solari integrati sono progettati per essere parte integrante del tetto stesso. Quelli non integrati sono pannelli solari standard installati su tetto.

2.5.2 Struttura ad inseguimento solare (sun tracker)

I pannelli fotovoltaici possono essere montati su una struttura tracker. Queste strutture possono essere di due tipi: ad asse singolo o ad asse doppio.

Le strutture ad asse singolo possono muoversi su un asse e possono essere orientate lungo la direzione est-ovest o nord-sud. Le strutture con inseguitori sono spesso automatizzate in modo che la struttura muova i pannelli a seconda della posizione del Sole. In questo modo si assicura una prolungata esposizione ottimale alla radiazione solare. Possono essere decentralizzati o centralizzati. I tracker decentralizzati agiscono su un singolo modulo, i tracker centralizzati su un'intera fila. Queste strutture garantiscono una maggiore efficienza rispetto alle strutture fisse.



Figura 13: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura con inseguitori solari ad asse singolo [8].

Le strutture ad asse doppio possono muoversi lungo due assi. In questo modo il pannello sarà sempre rivolto verso il Sole, indipendentemente dalla sua posizione. I tracker a doppio asse sono più costosi rispetto a quelli ad asse singolo ma garantiscono la maggiore produzione di energia.



Figura 14: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura con inseguitori solari ad asse doppio [8].

Le strutture tracker consentono di ottenere un posizionamento ottimale rispetto al Sole per più ore durante la giornata, in confronto a strutture fisse. Inoltre, con il sistema di backtracking, è possibile ridurre l'ombreggiamento tra moduli inclinando le file in modo diverso per evitare che i pannelli di una fila ombreggino quelli della fila successiva.

Tuttavia, non è sempre possibile utilizzare queste strutture. Se il luogo del progetto fotovoltaico si trova su un terreno con elevate pendenze, il movimento dei tracker sarebbe fortemente limitato e una struttura fissa è più adatta. Gli elevati costi di queste strutture e i maggiori costi di manutenzione sono ulteriori svantaggi [7].

2.5.3 Tipologia di impianti

Gli impianti fotovoltaici possono essere:

- Stand-alone (isolati): sono progettati per essere indipendenti dalla rete elettrica e sono di dimensioni tali da soddisfare le domanda dei carichi. Se questi sistemi non sono alimentati solo da impianti fotovoltaici ma sono presenti sistemi ausiliari (come impianti eolici) sono chiamati sistemi ibridi. Molti sistemi stand alone presentano batterie per lo stoccaggio di energia [9].
- Connessi alla rete: sono progettati per operare ed essere connessi con la rete elettrica. L'inverter è necessario per convertire la potenza DC prodotta dall'impianto solare in corrente AC, secondo i parametri imposti dalla rete. La rete fornisce energia ai carichi quando l'impianto non soddisfa la domanda e ne riceve quando la produzione energetica è superiore alla richiesta dei carichi [9].

2.6 Inverter

2.6.1 DC/AC converter (inverter)

Gli impianti fotovoltaici producono potenza elettrica in corrente continua (DC). Perciò è necessaria la presenza di un convertitore per il collegamento a carichi a corrente alternata o alla rete elettrica (AC, con frequenza 50 o 60 Hz). In grandi impianti fotovoltaici, molti moduli sono connessi ad un solo inverter in modo da ridurre i costi e le perdite di conversione.

Esistono diverse tipologie di inverter, ma i più utilizzati ad oggi sono gli inverter a transistor (MOSFET o IGBT). I transistor di potenza sono interruttori elettrici che consentono di controllare il flusso di corrente elettrica tramite segnali di comando. Possono essere in stato di blocco (aperti) o stato di conduzione (chiusi). Gli inverter più economici sono composti da una configurazione a ponte H con 4 transistor, dando in uscita una forma d'onda quadra alternata. La strategia di comando più utilizzata per produrre una sinusoide da un segnale DC è la PWM (Pulse Width Modulation, modulatore di ampiezza di impulso). Questa tecnica si basa sul comparare un'onda sinusoidale con una triangolare per generare il segnale di comando per i transistor. Con un'elevata frequenza di commutazione (switching), questo metodo riesce a generare un'onda sinusoidale con buona qualità [3]. Inoltre, è presente un filtro per compensare il contenuto armonico non desiderato prodotto dalle precedenti sezioni e migliorare la forma della sinusoide.

L'efficienza di conversione di un inverter è calcolata come il rapporto tra la potenza convertita in corrente alternata e la potenza in corrente continua in input:

$$\eta_{DC-AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{AC}}{P_{AC} + losses} \quad [-] \quad (15)$$

Questa efficienza tiene conto delle perdite dei dispositivi elettronici di potenza e della potenza consumata da dispositivi ausiliari.

2.6.2 DC/DC converter per MPPT

Per ottimizzare l'efficienza di un impianto fotovoltaico si può utilizzare un convertitore DC/DC, controllato da un MPPT (Maximum Power Point Tracker, inseguitore del punto di massima potenza). Questo controllo ha il compito di far funzionare il sistema al punto di massima potenza, aumentandone le performance. Considerando la curva caratteristica $I(U)$, il punto di massima potenza si trova dove la derivata di $I(U)$ è uguale a I/U :

$$\frac{dP}{dU} = \frac{d(UI)}{dU} = U \frac{dI}{dU} + I = 0 \quad (16)$$

Il controllo è implementato da algoritmi, il più utilizzato è chiamato P&O (Perturb and Observe). Questa tecnica di controllo necessita piccole variazioni di carico e di conseguenza di tensione (ΔU) e misura la corrispondente variazione di potenza ΔP . Se ΔP è positivo, allora un'ulteriore variazione di tensione nella stessa direzione è implementata sennò il segno della variazione è cambiato.

L'efficienza di un MPPT si attesta intorno al 98-99%. L'andamento delle efficienze di questi due tipi di convertitori in funzione della potenza in ingresso è riportato nel grafico seguente.

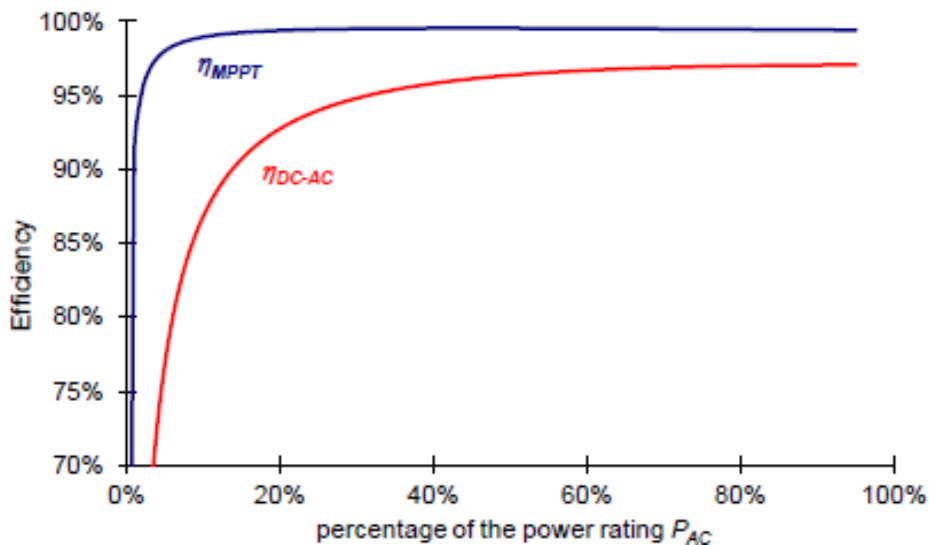


Figura 15: Curve efficienza di MPPT e DC/AC [3].

3. Energia eolica e conversione energetica

3.1 Risorsa del vento

Il vento è il movimento dell'aria nell'atmosfera della Terra, è un fenomeno complesso e difficile da prevedere, perché dipende da diversi fattori. Il principale fattore che determina il movimento dell'aria è la differenza di pressione atmosferica. L'aria si muove da zone ad alta pressione verso zone a bassa pressione. Il riscaldamento solare è la causa della differenza di pressione perché la radiazione solare scalda la superficie terrestre in modo non uniforme. Infatti, le zone equatoriali sono più esposte alla radiazione solare delle polari [10]. L'aria calda, si espande e sale creando zone di bassa pressione. In seguito, si dirige verso i poli, dove si miscela con aria più fredda. L'aria fredda e densa tende a scendere, creando delle zone di alta pressione. Anche l'inclinazione della Terra rispetto al Sole ha influenza sui venti perché causa un continuo cambiamento della zona più irraggiata. La rotazione della Terra invece, provoca una flessione delle correnti d'aria. Questo fenomeno è noto come effetto di Coriolis. Inoltre, l'irregolare distribuzione di terra e acqua sulla superficie terrestre interrompe l'uniformità del movimento dell'aria. Ad esempio, le montagne possono bloccare il passaggio del vento, mentre gli oceani possono assorbire o rilasciare calore, influenzando temperature e pressione atmosferica. In definitiva, lo schema relativo al movimento globale del vento è molto più complesso rispetto ad un flusso d'aria tra equatore e poli. Come rappresentato in figura, si sono identificate tre principali celle di circolazione in un emisfero, chiamate: cella di Hadley (in corrispondenza dell'equatore), cella Polare (in corrispondenza dei poli) e cella di Ferrel (come "ingranaggio" fra le altre due celle).

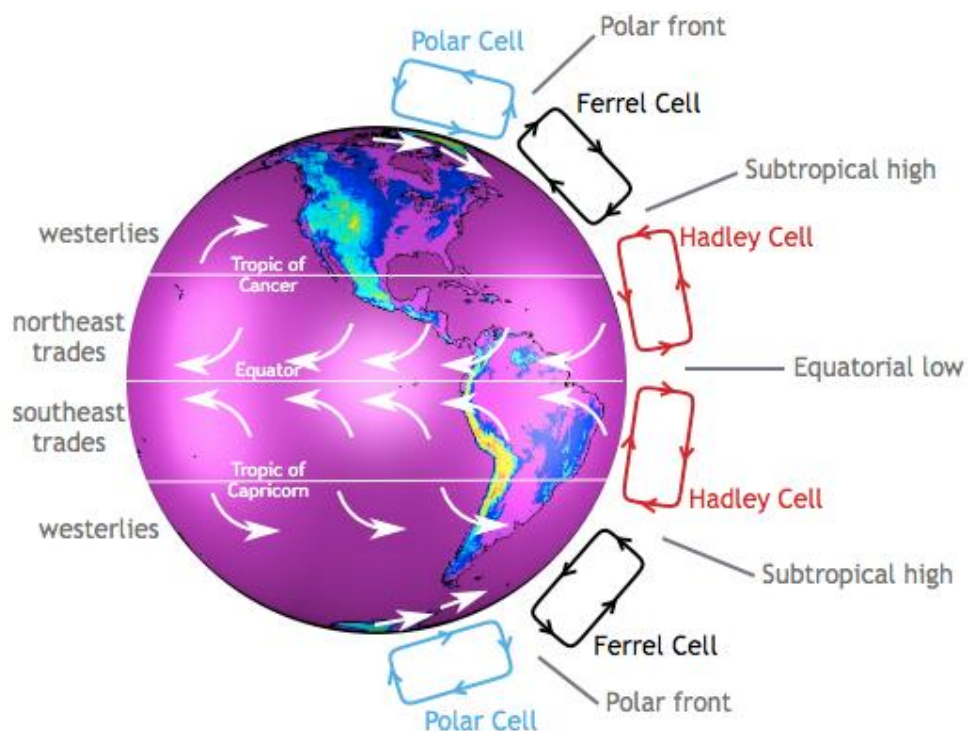


Figura 16: Celle di circolazione dell'aria [11].

Generalmente un clima secco e caldo è associato a zone di alta pressione, mentre un clima temporalesco è associato a zone di bassa pressione.

Il vento aumenta la sua velocità con l'altezza dal terreno (gradiente di velocità) ed è influenzato dal tipo di terreno su cui soffia. La relazione che lega la velocità del vento con l'altezza e la rugosità del terreno è la seguente [12]:

$$v(h, Z_0) = v_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{Z_0}\right)} \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad (17)$$

Dove:

- h [m] è l'altezza a cui vogliamo misurare la velocità u del vento;
- Z_0 [m] è la lunghezza di rugosità del terreno;
- v_{ref} [m/s] è la velocità misurata ad una certa altezza h_{ref} [m] nella località di interesse.

Nello strato vicino al terreno, il vento è caratterizzato da numerosi fattori che ne incrementano la turbolenza. Alcuni fattori sono: cambi di rugosità e pendenza della superficie, la presenza di ostacoli (alberi e palazzi), la presenza di pale eoliche e la convezione termica. La zona affetta da un aumento di turbolenza si può estendere fino a 2 volte l'altezza dell'ostacolo in direzione sopravvento, 10-20 volte l'altezza dell'ostacolo in direzione sottovento e 2-3 volte l'altezza dell'ostacolo in direzione verticale.

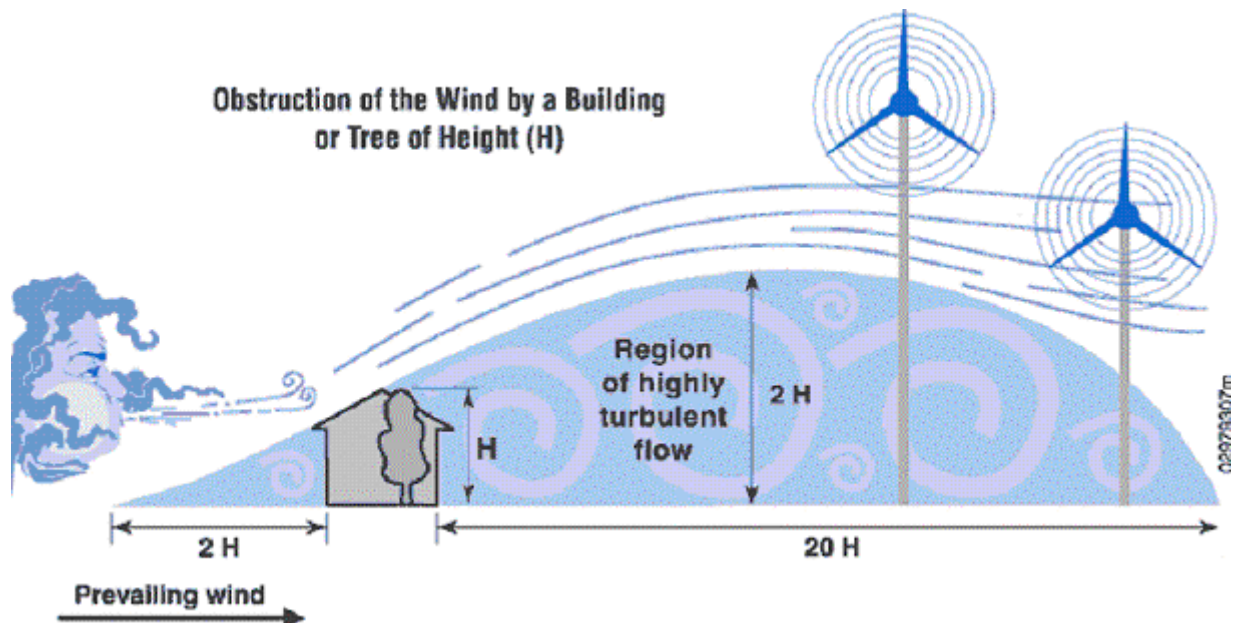


Figura 17: Turbolenza del vento generata da un ostacolo [13].

Un vento turbolento diminuisce la producibilità di una turbina eolica rispetto ad un vento laminare con gli stessi parametri medi.

Un modo per classificare il regime del vento è la suddivisione in classi di vento stabilite dal US Department of Energy. Ci sono 7 classi di vento definite a seconda della densità di potenza a 10 m e 50 m sul terreno [10].

Per misurare la velocità del vento si utilizzano gli anemometri di cui esistono diverse tipologie. I principali anemometri sono i seguenti [12]:

- Anemometro a coppe (cup anemometer): consiste in un albero verticale con coppe, la sua velocità angolare varia al variare della velocità del vento.
- Anemometro ad elica (propeller anemometer): ha la configurazione simile ad una turbina eolica ad asse orizzontale, presenta un timone di coda che permette di rilevare passivamente la direzione del vento.
- Anemometro sonico (sonic anemometer): tramite ultrasuoni tra un trasmettitore e ricevitore misura la velocità del vento 3D in un punto.
- RSDs (Remote sensing devices, dispositivi di telerilevamento): misurano direttamente l'incremento del vento con l'altezza utilizzando l'effetto Doppler. Possono essere LIDAR (Light Detection And Ranging, radar laser) o SODAR (SOund Detection And Ranging, radar acustico). Il più utilizzato è il LIDAR essendo più accurato del SODAR.

3.2 Turbine eoliche

Le turbine eoliche catturano l'energia cinetica del vento tramite un rotore che consiste in una o più pale accoppiate ad un generatore elettrico. La turbina è montata su un'alta torre per migliorare la cattura di energia.

Le turbine eoliche possono essere installate in gran numero in un certo sito generando la potenza desiderata, dando vita a parchi eolici. I parchi eolici possono essere costruiti sia su terra (onshore) che in mare (offshore).

In aggiunta alle turbine eoliche di grandi dimensioni, esistono anche installazioni più piccole, ad uso domestico o per piccole attività. Queste installazioni sono chiamate mini-eolico e micro eolico. Sono una soluzione interessante per le aree più remote o con una scarsa accessibilità alla rete elettrica.

3.2.1 Potenza estratta da una turbina eolica

Una turbina eolica estrae energia dal vento nell'area spazzata dal rotore. La potenza del flusso d'aria in quest'area è [12]:

$$P_{aria} = \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [W] \quad (18)$$

Dove:

- ρ è la densità dell'aria (circa 1.225 kg/m^3);
- A è l'area spazzata dal rotore della turbina eolica [m^2], calcolata come $\frac{\pi D^2}{4}$, con D diametro del rotore;
- V è la velocità libera del vento [m/s].

Tuttavia, la potenza disponibile non può essere completamente estratta dagli aerogeneratori e perciò, un coefficiente di potenza C_p è definito. Il coefficiente C_p è l'efficienza aerodinamica della turbina nel trasformare l'energia cinetica del vento in elettricità e può essere valutato come il rapporto tra la potenza estratta dalla turbina e la potenza disponibile del vento:

$$C_p = \frac{P_{wt}}{P_{aria}} \quad [-] \quad (19)$$

La potenza estratta dalla turbina eolica può essere riscritta come:

$$P_{wt} = C_p \cdot P_{aria} = C_p \cdot \frac{1}{2} \rho A V^3 \quad [W] \quad (20)$$

Per ogni turbina esiste un massimo di potenza che può essere estratta dal flusso di un fluido (in questo caso aria). Il valore teorico massimo del C_p è 0,593 (limite di Betz), perciò una turbina non può estrarre più del 59% della potenza disponibile nella corrente d'aria [12].

Un altro parametro importante per caratterizzare un aerogeneratore è il tip speed ratio (o rapporto cinetico) che è definito come il rapporto tra la velocità tangenziale alla punta della pala e la velocità del vento:

$$TSR \text{ o } \lambda = \frac{v_T}{V} = \frac{\omega R}{V} \quad [-] \quad (21)$$

Dove:

- ω è la velocità angolare del rotore [rad/s];
- R è il raggio del rotore [m];
- V è la velocità libera del vento [m/s].

Come si vede in figura 19 il coefficiente di potenza è massimo solo per un singolo valore di λ . Perciò, per turbine a velocità fissa questo corrisponde a un singolo valore di velocità del vento, mentre per turbine a velocità variabile è possibile lavorare al massimo C_p in un range più ampio.

Essendo C_p e λ adimensionali, possono essere utilizzati per descrivere e confrontare le performance di turbine di diversa taglia. La prestazione di una turbina eolica è descritta dalla sua curva di potenza, che mette in relazione la potenza prodotta con la velocità del vento.

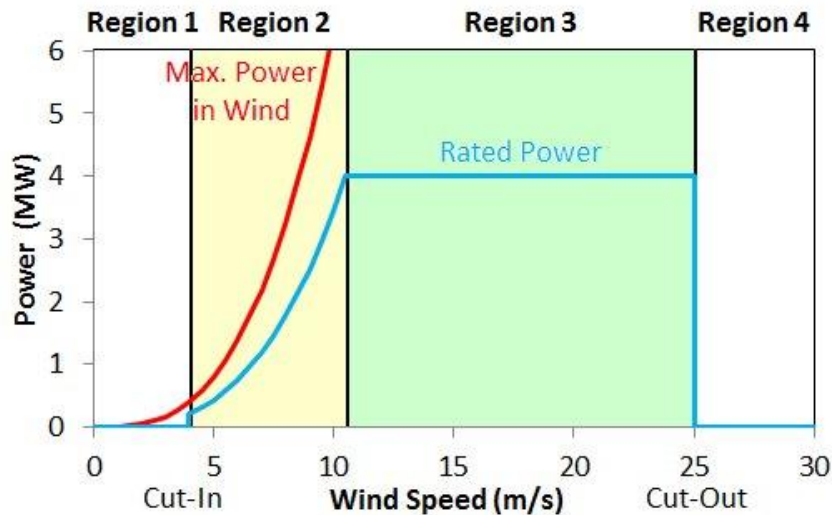


Figura 18: Curva di potenza di una turbina eolica e l'identificazione delle diverse regioni [14].

La curva di potenza può essere suddivisa in 4 regioni che sono [12]:

- Regione 1: la velocità del vento è inferiore alla “cut-in speed” e la turbina non produce potenza.
- Regione 2: dopo la “cut-in speed” ha inizio la generazione di potenza. La curva di potenza può avere andamenti diversi a seconda delle strategie di controllo utilizzate. La potenza prodotta è sempre inferiore alla potenza disponibile del vento a causa del limite di Betz.
- Regione 3: il generatore raggiunge la potenza nominale, la turbina è controllata per produrre la potenza nominale fino alla “cut-out speed”.
- Regione 4: alla “cut-out speed” i carichi meccanici sulle pale sono troppo alti e per evitare danni strutturali la turbina è controllata e spenta.

Perciò, quando la velocità del vento supera la “cut-out speed”, la turbina viene spenta e la produzione è fermata fino a quando le condizioni del vento ritornano accettabili. Tuttavia, la riaccensione della turbina non è istantanea ma avviene con un certo ritardo. Questo ritardo dipende dal tipo di turbina e provoca perdite nella generazione di potenza. Per ridurre queste perdite, in alcune turbine si è introdotto un controllo che riduce la produzione di potenza gradualmente con l’aumentare della velocità del vento (soft cut-out).

Il design delle turbine eoliche può essere molto diverso: ad asse verticale (VAWT, vertical axis wind turbine) o orizzontale (HAWT, horizontal axis wind turbine) e presentare una o più pale. Le differenti prestazioni fra questi design sono spesso valutate confrontando il coefficiente di potenza C_p a diversi TSR. Una descrizione di queste configurazioni è riportata nei prossimi paragrafi mentre un loro confronto in termini di C_p vs TSR è rappresentato nella seguente immagine.

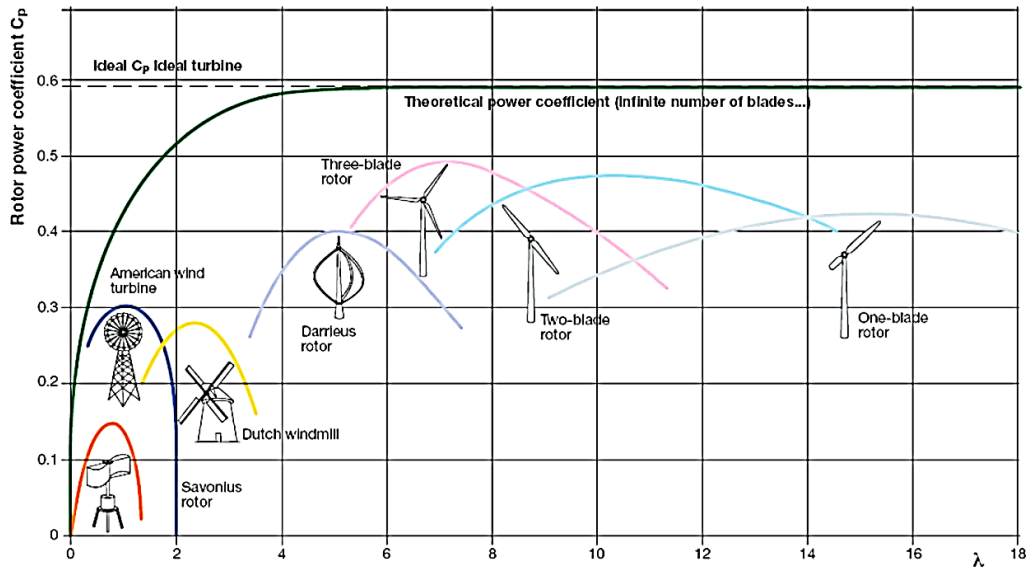


Figura 19: Confronto C_p tra i diversi design di turbine eoliche [15].

3.2.2 Aerogeneratori ad asse orizzontale

Le HAWT sono le più utilizzate per grandi parchi eolici e per usi domestici, sia a terra che in mare. Questo è dovuto ad un maggiore C_p e ad una migliore capacità di cattura del vento in località dove la sua velocità è alta e costante. Le turbine ad asse orizzontale presentano l'asse di rotazione parallelo al terreno e possono essere sopravento (upwind) o sottovento (downwind). Nelle turbine sopravento il vento incontra prima il rotore invece della torre, questo garantisce una maggiore efficienza riducendo le interferenze aerodinamiche. Le turbine sottovento risentono delle perdite legate all'interazione di torre e rotore ma hanno il vantaggio di essere auto allineate con la direzione del vento, non necessitando di meccanismi di controllo.

Gli aerogeneratori ad asse orizzontale presentano numerosi componenti, i principali sono rappresentati in figura e descritti a seguito.

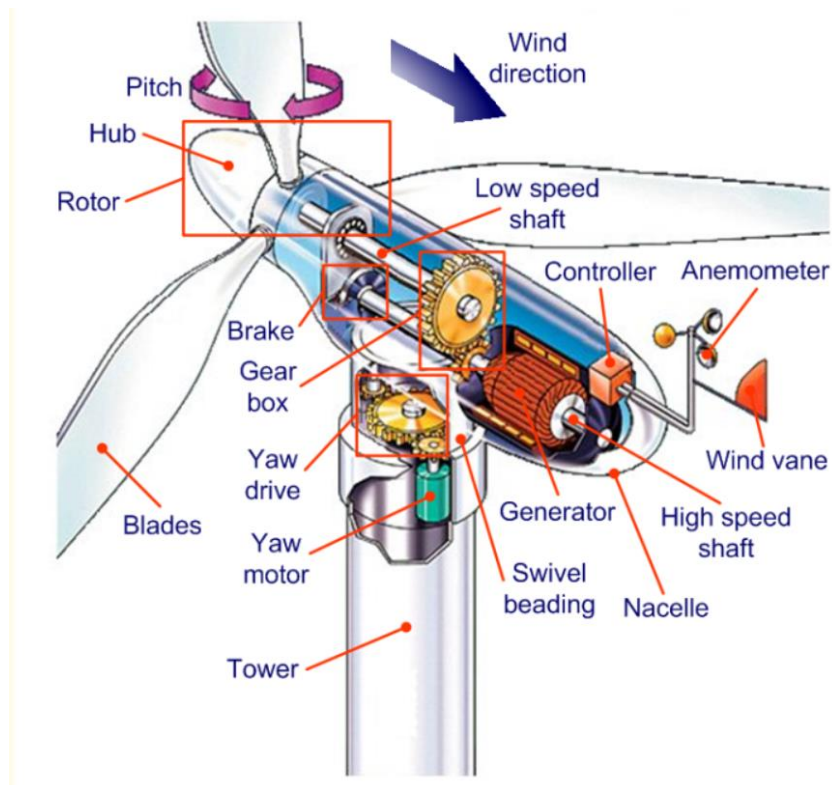


Figura 20: Componenti principali di una turbina eolica ad asse orizzontale [16].

Torre

La torre di una turbina eolica è realizzata in acciaio o cemento [17] e ha il compito di sostenere la sua struttura. La costruzione può essere tubolare o reticolare [6]. Le dimensioni sono variabili ma altezze più alte permettono di catturare più energia, perché con l'altezza la velocità del vento aumenta e spesso ci sono meno turbolenze. Per turbine di taglia medio-grande, l'altezza della torre è spesso uguale al diametro del rotore [6].

Rotore

Il rotore cattura la potenza dal vento e la converte in potenza meccanica. È composto da mozzo (hub) e pale. Le pale sono collegate al mozzo tramite giunti meccanici, le più moderne possono ruotare lungo l'asse longitudinale (beccheggio, pitch). Oggigiorno le pale sono costruite principalmente con fibra di vetro [17]. Gli aspetti cruciali nel design di un rotore sono la forma e il numero delle pale. La forma consiste in differenti profili alari con corde e angoli di torsione (twist angle) che variano su tutta la lunghezza della pala [18].

Il numero di pale è generalmente 3, è possibile trovare configurazioni con 1,2 ,4 o 5 pale. Gli aerogeneratori con 3 pale presentano un più alto C_p ad un TSR non troppo elevato ma una minore potenza massima rispetto a quelli con 4 pale. Da un punto di vista economico, il vantaggio delle 3 pale rispetto a 4 è notevole [18].

Sistema di trasmissione (Drivetrain)

Il sistema di trasmissione collega meccanicamente il rotore al generatore. È composto da [12]:

- Un albero lento, che connette il mozzo della turbina al moltiplicatore di giri (gearbox);
- Il gearbox, che ha lo scopo di aumentare la velocità di rotazione del rotore (range 1:40-1:100) per adattarla ai valori richiesti dai generatori convenzionali;
- Un albero ad alta velocità, che connette il gearbox al generatore.

I freni meccanici sono collegati ad uno o entrambi gli alberi per rallentare la velocità del rotore o per bloccare il rotore in caso di spegnimento dell'aerogeneratore. I freni aerodinamici invece ruotano le pale attorno all'asse longitudinale per evitare la cattura del vento.

Il design delle turbine eoliche è reso più complesso dalla presenza del gearbox. Infatti, il gearbox deve essere in grado di sopportare i carichi (forze e momenti) applicati dal rotore, e può essere soggetto a malfunzionamenti che richiedono frequenti interventi di manutenzione. Per questi motivi, alcune turbine non presentano il gearbox, ma collegano il rotore direttamente al generatore (configurazione direct-drive). In questo modo rotore e generatore hanno la stessa velocità. La configurazione direct-drive ha una maggiore efficienza e affidabilità essendo meno soggetta ai malfunzionamenti del gearbox. Inoltre, avendo la struttura un peso minore, la torre potrà essere più economica. Ad oggi il costo delle pale eoliche con gearbox è ancora minore, ma le turbine direct-drive stanno divenendo sempre più competitive.

Generatore

Il generatore è un componente elettromeccanico che converte la potenza meccanica in potenza elettrica. Il suo funzionamento si basa sul principio di azione e reazione dell'induzione elettromagnetica [16]. La struttura tipica dei generatori è formata da due parti principali: lo statore esterno e il rotore interno. Tra le due parti è presente un traferro (air-gap) che consente il movimento del rotore. Esistono due tipologie di generatori elettrici: il generatore ad induzione (generatore asincrono, IG) e il generatore sincrono (SG). Lo statore è la parte fissa ed ha la stessa struttura per entrambe le configurazioni. È un cilindro di ferro con degli alloggiamenti (slots) in cui sono distribuiti gli avvolgimenti trifase con asse magnetico sfasato di 120° . Il rotore è la parte rotante del generatore ed è situato all'interno dello statore [12]. Un campo magnetico è generato dal rotore, tramite magneti o bobine, che induce una tensione ai terminali dello statore.

Nel generatore ad induzione la struttura del rotore può essere:

- “a gabbia di scoiattolo” (Squirrel cage induction generator, SCIG) che presenta delle barre di alluminio o rame connesse elettricamente tramite anelli terminali di alluminio [6].
- con rotore avvolto (Generatore ad induzione con rotore avvolto, WRIG), un esempio è il DFIG (doubly fed induction generator, generatore ad induzione doppiamente alimentato) che presenta un converter elettronico bidirezionale che ottimizza l'efficienza per le turbine a velocità variabile [12].

Un generatore ad induzione necessita di una sorgente esterna di corrente (come la rete elettrica) che alimenti gli avvolgimenti nello statore e generi un campo magnetico rotante. Tale campo induce nel

rotore delle correnti solo se la sua velocità di rotazione è differente da quella del rotore. La differenza tra la velocità del campo magnetico rotante e del rotore è chiamata slip (scorrimento). La velocità angolare del campo magnetico rotante è chiamata velocità sincrona, data dalla frequenza della rete. In caso di generatori ad induzione lo slip è minore di zero, il rotore (azionato dal vento) deve avere velocità di rotazione superiore a quella del campo magnetico rotante [19]. Le correnti nel rotore producono a loro volta un campo magnetico rotante che induce una fem (forza elettro-motrice) sullo statore e genera corrente alternata.

Il generatore sincrono lavora alla velocità sincrona data dalla frequenza della rete. Il campo magnetico del rotore e dello statore hanno la stessa velocità (no slip). Il campo magnetico può essere generato da [12]:

- magneti permanenti (Generatore sincrono a magneti permanenti, PMSG) sulla superficie del rotore, ha un'alta efficienza e non richiede energia elettrica dalla rete per generare il campo magnetico. I materiali per produrre i magneti permanenti (neodimio, ferro e boro) sono costosi e difficili da produrre. Necessita dell'utilizzo di un convertitore Full Scale per aggiustare il voltaggio e la frequenza di generazione a quelle di trasmissione. Non necessita della presenza di gearbox (direct drive) ed è utilizzato per turbine a velocità variabile.
- convenzionali avvolgimenti (Generatore sincrono con rotore avvolto, WRSG) nel rotore, i quali sono magnetizzati da corrente continua. Il rotore ruota a velocità sincrona. Il campo magnetico rotante del rotore genera corrente negli avvolgimenti dello statore.

Navicella (nacelle)

Il rotore si attacca alla navicella, anch'essa si trova sopra la torre e racchiude tutti i vari componenti. Alcune navicelle sono larghe abbastanza da poter permettere l'ingresso di tecnici [6].

Elettronica di potenza (Power electronics)

I componenti di elettronica per il controllo e la conversione di potenza sono all'interfaccia fra il generatore e la rete elettrica e devono soddisfare sia i requisiti del generatore che della rete. Dal lato generatore, si occupano di regolare la velocità della turbina in modo da estrarre la massima potenza seguendo il MPPT (maximum power point tracker, inseguitore del punto di massima potenza). Dal lato della rete invece, devono rispettare i limiti imposti dalla rete controllando frequenza e tensione. Questi componenti sono tipicamente dei frequency converter (convertitori di frequenza), che facilitano la connessione di due sistemi elettrici con frequenze indipendenti. Un convertitore di frequenza è in grado di controllare e aggiustare la frequenza del generatore. Un tradizionale convertitore di frequenza è composto da:

- Un rectifier (raddrizzatore), converte la corrente alternata in corrente continua (da AC a DC);
- I condensatori, che filtrano e immagazzinano la carica DC;
- Un inverter che converte la corrente continua in corrente alternata (da DC a AC).

Nel caso di turbine upwind, dei sistemi di controllo sono necessari per aumentare la cattura del vento e la producibilità. I principali sistemi di controllo sono:

- Il controllo dell'imbardata del rotore (yaw control): il mozzo del rotore è allineato con la direzione del vento. Può essere attivo o passivo. Un sistema di imbardata attivo presenta i motori di imbardata. Questo meccanismo è collegato ai sensori della direzione del vento spesso posizionati sulla navicella. Un sistema di imbardata passivo, tipicamente utilizzato per turbine sottovento, consiste in un timone di coda.
- Il controllo del beccheggio delle pale (pitch control): le pale possono essere ruotate lungo il loro asse longitudinale dal o verso il vento quando la potenza prodotta diventa troppo alta o bassa. Un misuratore elettronico verifica la potenza prodotta dalla turbina più volte al secondo e quando questa è troppo alta o bassa manda un segnale al meccanismo di pitch [20].
- Il controllo del bloccaggio delle pale (stall control): agisce quando la velocità del vento è superiore a quella nominale per evitare che alte velocità angolari ed elevate coppie aerodinamiche possano danneggiare la struttura, può essere attivo o passivo. Un sistema di bloccaggio attivo fa ruotare le pale con l'obiettivo di aumentare la resistenza fluidodinamica e ridurre la portanza in modo da limitare la velocità della turbina. Le turbine con sistema di bloccaggio passivo presentano una geometria del profilo alare delle pale particolare. Infatti, è progettato aerodinamicamente per creare turbolenza sul lato della pala che non vede il vento in condizione di vento forte. In questo modo la portanza è ridotta [21].
- Il controllo della velocità del rotore (speed control): la velocità del rotore può essere controllata aggiustando il momento esercitato dal generatore. Le turbine possono essere a velocità fissa o variabile. Le turbine eoliche con velocità fissa hanno velocità angolare di rotore e generatore uguale in riferimento alla frequenza della rete elettrica. Le turbine eoliche a velocità variabile invece, adattano la velocità del rotore alla velocità del vento [12]. Questo è possibile grazie a sistemi elettronici che svincolano la velocità del rotore dalla frequenza della rete elettrica. L'efficienza è massima per un range maggiore di velocità del vento ma presenta componenti più costose.

Rispetto alle VAWT, le HAWT sono in grado di lavorare a velocità del vento superiori e hanno un'alta efficienza. I principali svantaggi sono legati ai costi di installazione e manutenzione dovuti alla posizione sopraelevata (sulla torre) di rotore, gearbox e generatore. Inoltre, necessitano l'utilizzo dei sopracitati sistemi di controllo [19]. Anche il maggior rumore e impatto visivo sono aspetti negativi da considerare. Tuttavia, le HAWT sono molto più utilizzate per grandi parchi eolici sia a terra che in mare. Questo è dovuto ad una migliore capacità di cattura del vento in località dove la sua velocità è lineare e alta.

Nel corso degli anni le dimensioni delle turbine eoliche sono aumentate presentando torri più alte e pale più lunghe con un conseguente incremento della potenza nominale. L'International Energy Agency (IEA), ha riportato l'aumento del diametro dei rotori delle più grandi turbine e, come può essere visto in figura, questo valore è quasi triplicato tra il 2010 e il 2021.

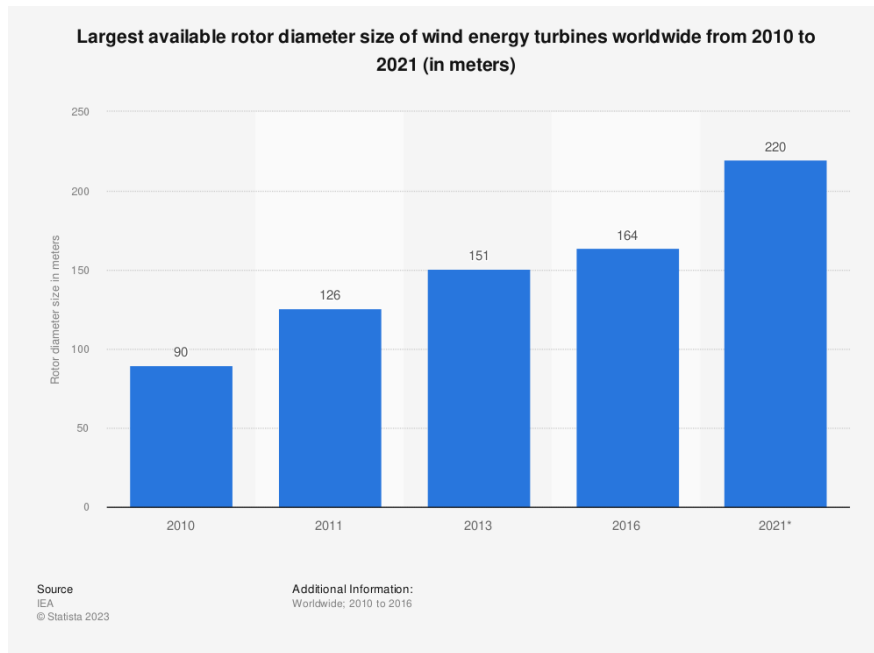


Figura 21: Diametro rotori delle più grandi turbine eoliche tra 2010 e 2021 [22].

3.2.3 Aerogeneratori ad asse verticale

Le turbine ad asse verticale presentano l'asse di rotazione perpendicolare al terreno, ruotano intorno all'asse verticale e sono in grado di catturare il vento da ogni angolazione. Questa disposizione permette di posizionare il generatore e il gearbox alla base, vicino al terreno.

Le tipologie principali sono [12]:

- Darrieus VAWT. È la prima ad essere stata utilizzata, il suo funzionamento si basa sulla forza di portanza (lift force) o principio di Bernoulli. Questa forza produce una coppia motrice positiva sull'albero. Rispetto alle altre VAWT ha un C_p maggiore ma presenta una coppia di avviamento molto bassa.

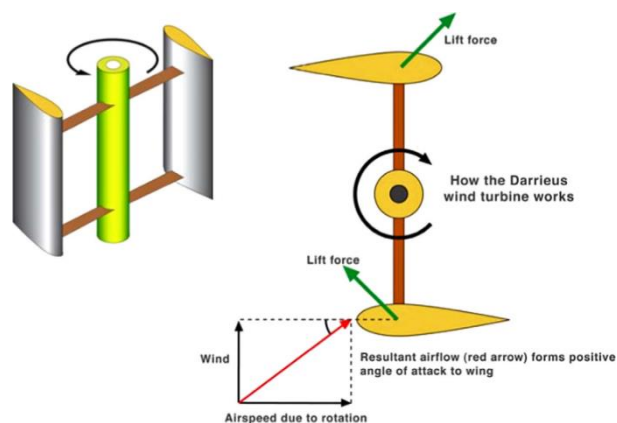


Figura 22: Turbina ad asse verticale, Darrieus [23].

- Savonius VATW. Consiste in due pale concave (advancing e returning blades) attaccate ad un albero. Il funzionamento si basa sulla resistenza fluidodinamica (drag). Quando il vento colpisce la pala di avanzamento, l'albero ruota nella direzione del vento. Dopo una rotazione di 180° entrambe le pale invertono la loro funzione. Questa tecnologia ha una buona coppia di avviamento ma una bassa efficienza.
- Savonius e Darrieus combinate. È la combinazione delle configurazioni Savonius e Darrieus, sfruttando sia la forza di lift che il drag. Unisce i vantaggi del rotore Savonius che presenta una miglior coppia di avviamento alla miglior efficienza del rotore Darrieus.

La più grande turbina ad asse verticale è la ÈOLE di 3,8 MW costruita in Quebec nel 1987 da CNRC e Hydro-Quebec con Lavalin Inc. responsabile del design tecnico [24].

Queste strutture hanno dei vantaggi rispetto alle strutture ad asse orizzontale:

- Sono più economiche. Infatti, non necessitano di meccanismi mobili per catturare il vento, come il controllo dell'imbardata del rotore (yaw control). La posizione di generatore e gearbox permettono costi molto più bassi di manutenzione e sostituzione [19].
- Tipicamente presentano una riduzione del rumore [15].
- Possono essere installate nelle stesse aree delle HAWT con la possibilità in più di poter essere collocate anche in aree urbane (minor rumore e no yaw control) [15].
- La fatica incide sulla durata della vita della VAWT ma meno che sulla HAWT, per il suo più basso centro di gravità (per le HAWT è la navicella) [15].

Gli svantaggi principali sono:

- Il C_p raggiunge il massimo valore per TSR più bassi. Inoltre, nelle HAWT il C_p è circa superiore del 25% [15].
- Le pale dei VAWT soffrono il bloccaggio dinamico (dynamic stall) dovuto alle variazioni di direzione del vento [19].
- Minori capacità rispetto le HAWT, le quali sono utilizzate per grandi parchi eolici [15].
- Hanno altezze inferiori rispetto alle HAWT [15].
- Le VAWT necessitano di meccanismi di avviamento [15].

In generale le turbine ad asse verticale sono macchine adatte per lo più ad un uso domestico o per basse produzioni.

3.3 Parchi eolici (layout)

Le turbine eoliche sono spesso installate in gran numero in un certo sito per la generazione della potenza desiderata, dando vita a parchi eolici.

Le turbine eoliche generano elettricità sfruttando l'energia cinetica del vento. Questo implica una riduzione dell'energia del vento dopo la turbina. Infatti, dietro la turbina ci sarà la generazione di una

scia che consiste in vento rallentato e più turbolento. Mentre ruotano, le pale imprimono alla scia una rotazione contraria alla rotazione del rotore, riducendo la porzione utile del contenuto energetico totale. Questo è anche il motivo per cui il coefficiente di potenza aerodinamico delle turbine reali è sempre inferiore al limite di Betz. Dal rotore, il vortice della scia inizia a ruotare e a mescolarsi al flusso d'aria. In questo modo, il vortice diventa sempre più complesso e meno definito fino a quando si sviluppa un flusso turbolento.

Idealmente, l'obiettivo è quello di distanziare le turbine il più possibile nella direzione prevalente del vento. Tuttavia, l'occupazione di spazio e i costi di collegamento alla rete elettrica, non permettono un eccessivo distanziamento. Una tipica configurazione dei parchi eolici prevede un distanziamento fra le turbine tra 5 e 9 volte il diametro del rotore nella direzione prevalente del vento, e tra 3 e 5 volte il diametro del rotore nella direzione perpendicolare a quella prevalente del vento.

È possibile stimare le perdite di energia causate dall'interferenza tra turbine eoliche conoscendo [20]:

- le dimensioni del rotore dell'aerogeneratore;
- la rosa dei venti, che fornisce informazioni riguardo la distribuzione delle velocità del vento e la frequenza di variazione di queste velocità in una specifica località;
- la distribuzione di Weibull, utilizzata per descrivere la variazione della velocità del vento in una certa località;
- la rugosità del terreno.

Altri fattori di perdita in un parco eolico sono [12]:

- I guasti. I tassi di guasto sono il numero di guasti per turbina per anno, sono suddivisi per componente e costi. Per turbine velocità fissa, i tassi di guasto dei componenti di trasmissione (gearbox, pale) sono notevoli. Mentre, per turbine a velocità variabile, i tassi di guasto dei componenti elettrici e di controllo (sensori, controllo del beccheggio) sono superiori.
- Le deviazioni dalla curva di potenza fornita dal produttore. Spesso le turbine mostrano potenze diverse alla stessa velocità media del vento. Le prestazioni reali della turbina sono misurate tramite sensori della velocità del vento posti sulla navicella, i risultati sono confrontati con la curva di potenza del produttore.
- Le limitazioni alla produzione, attuate dal TSO e DSO per gestire la rete in presenza di fluttuazioni di frequenza e tensione a causa della produzione intermittente degli impianti eolici.

4. Eolico e fotovoltaico nel mondo

La capacità globale installata (GW) di eolico è aumentata considerevolmente negli ultimi anni. Come riportato dal GWEC (Global Wind Energy Council), la capacità di eolico (sia onshore che offshore) installata nel mondo ha raggiunto i 906 GW nel 2022 quando nel 2001 era appena 24 GW. Il fotovoltaico ha visto una crescita della capacità installata a partire dal 2000. Nel 2022 la capacità ha raggiunto i 1177 GW.

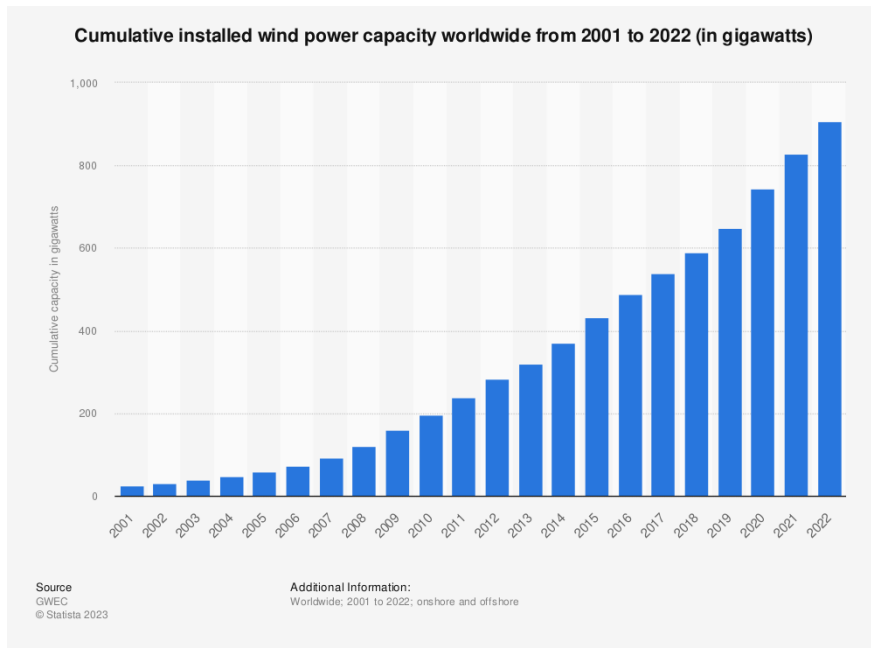


Figura 23: Capacità [GW] globale di eolico cumulata tra il 2001 e il 2022 [25].

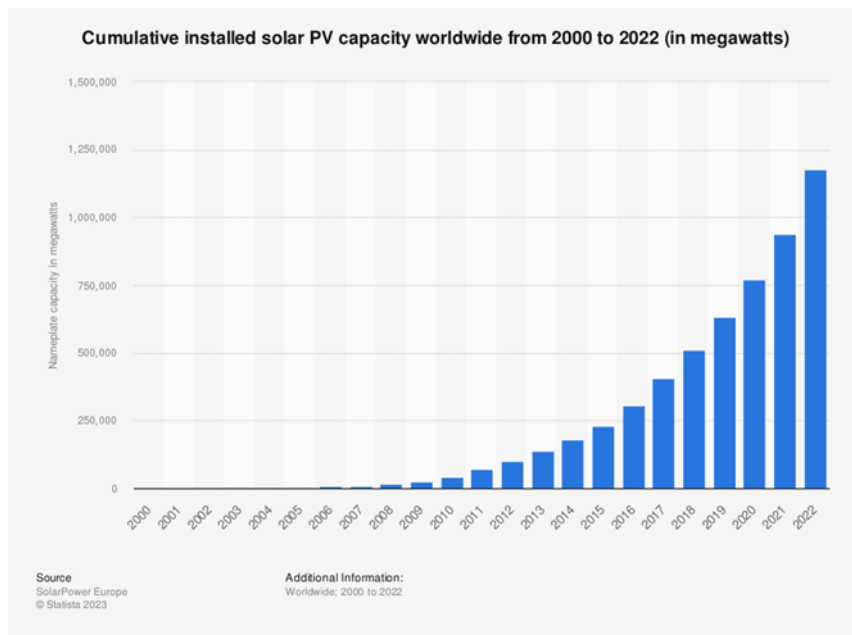


Figura 24: Capacità [MW] globale di fotovoltaico cumulato tra il 2000 e il 2022 [26].

L'eolico ha coperto il 7.5% della produzione di energia elettrica nel mondo nel 2022, valore più che raddoppiato rispetto al 2014. Il fotovoltaico ha coperto l'1% della produzione di energia elettrica nel

mondo nel 2015, questo valore è salito al 4.5% nel 2022 [27]. A livello globale nel 2022 il 29,91% della produzione di elettricità è stato generato da energie rinnovabili. In figura è mostrato questo dato tra il 2007 e il 2022.

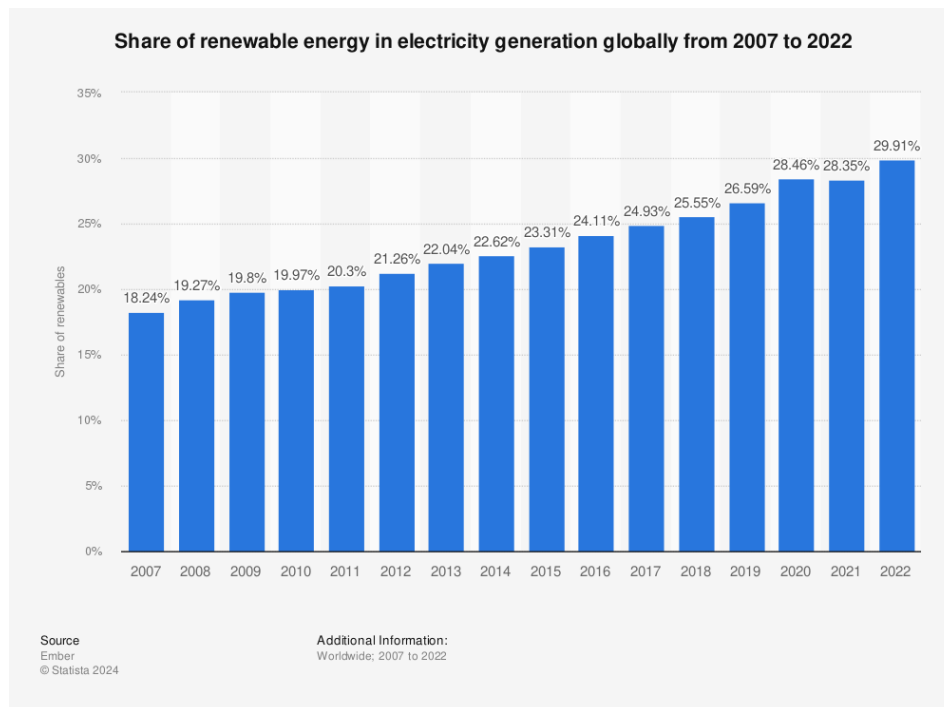


Figura 25: Percentuale di elettricità generata da fonti rinnovabili nel mondo tra il 2007 e il 2022 [28].

L'aumento in capacità installata è sicuramente dovuto ad una migliore competitività nel mercato di eolico e fotovoltaico rispetto alle altre risorse per produrre elettricità. Un parametro fondamentale per poter confrontare il costo di due tecnologie è il Levelized Cost of electricity (LCOE, costo livellato dell'energia) pari al rapporto dei costi totali per l'impianto [\$ o €] e la produzione di energia durante la vita dell'impianto [MWh]. Questo parametro sarà spiegato ulteriormente nel capitolo dell'analisi economica.

In particolare, l'aumento della capacità installata si è verificato quando la tecnologia ha iniziato a raggiungere la grid parity. La condizione di grid parity si ha quando, in ambito energetico, il LCOE dell'energia prodotta da una risorsa (in questo caso rinnovabile) diventa uguale al costo di produzione di elettricità da fonti convenzionali (ad esempio le fonti fossili). Un altro fattore da tenere in conto è il learning rate (tasso di conoscenza) che evidenzia una riduzione dei costi di una certa tecnologia all'aumentare degli impianti installati (e quindi della potenza installata).

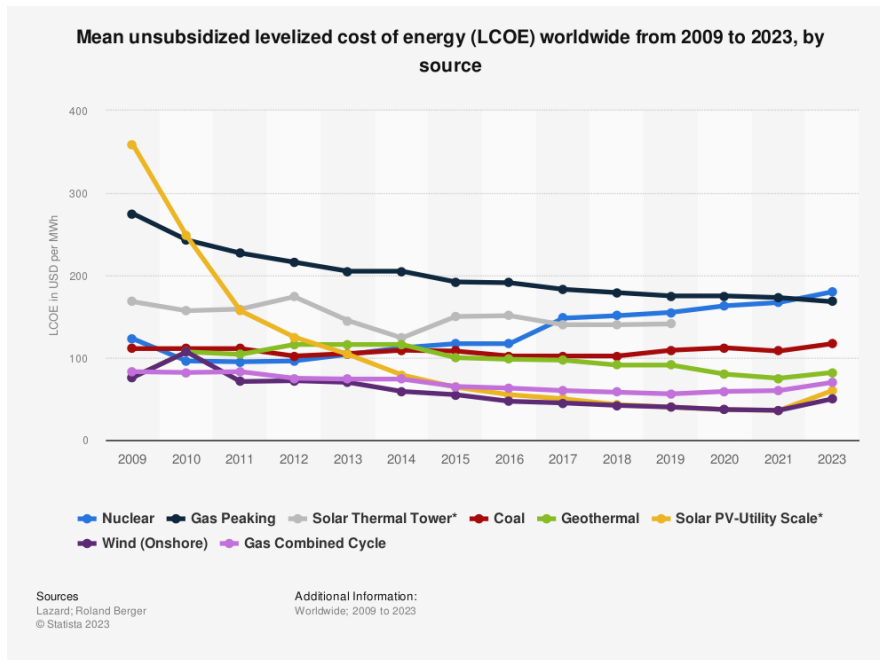


Figura 26: Confronto del LCOE di diverse risorse energetiche nel corso degli anni [29].

Come si può vedere dal grafico riportato sopra, la decrescita del LCOE corrisponde ad un aumento della capacità installata. Prendendo in esempio il fotovoltaico, il suo LCOE era 359 \$/MWh nel 2009 ed è sceso fino a 36 \$/MWh nel 2021. Nel 2013 ha avuto per la prima volta un LCOE minore del carbone e, come si può evincere dalla figura, la capacità installata dal 2013 smette di crescere linearmente ed ha una crescita esponenziale.

5. Analisi della produzione di energia

Il lavoro di tesi consiste nel confrontare le producibilità energetiche di un impianto eolico e di uno fotovoltaico. L'impianto fotovoltaico è analizzato sia con moduli montati su una struttura fissa che su una struttura ad inseguimento solare (tracker). Gli impianti saranno ubicati nella stessa località e avranno una superficie a disposizione di pari forma e dimensione. L'area degli impianti sarà definita in base al numero e alla dimensione delle turbine eoliche e alle relative distanze da mantenere fra loro.

5.1 Ubicazione degli impianti

I due impianti, che verranno analizzati nei successivi paragrafi, saranno posizionati e confrontati in una stessa località in Italia. Per la scelta dell'ubicazione, si sono visualizzate le risorse del vento e del Sole sul territorio italiano tramite i software *GlobalWindAtlas* [30] e *PVGIS* [31]. Le mappe rappresentanti la velocità media del vento [m/s] a 100 m e l'irradiazione globale [kWh/m²] sono riportate di seguito.

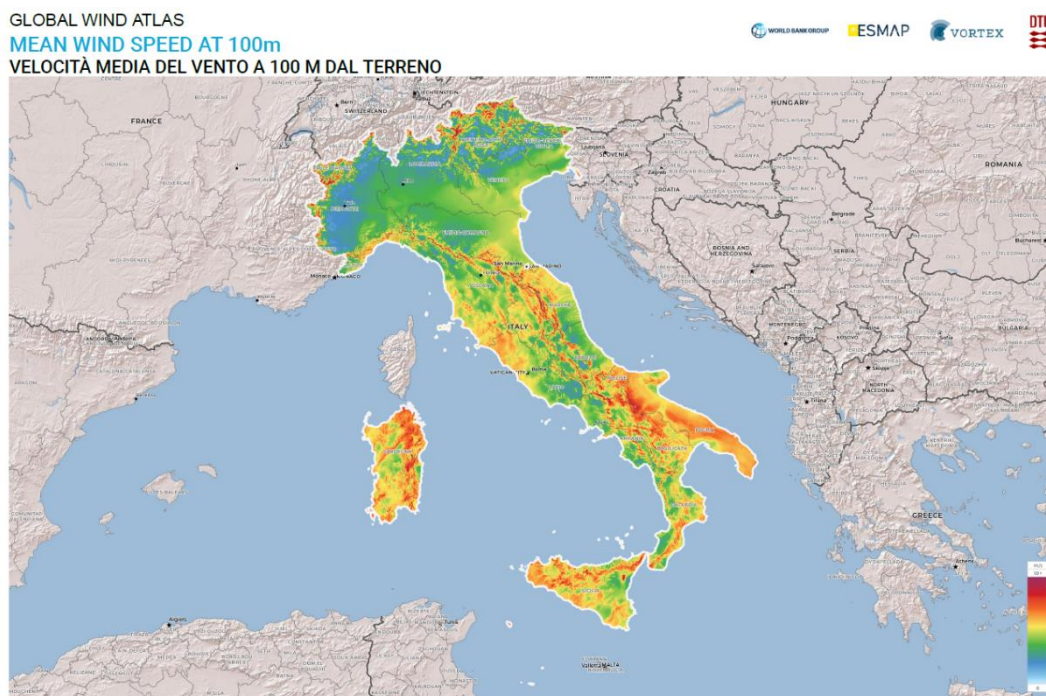


Figura 27: Valori della velocità media del vento a 100 m dal terreno in Italia [30].

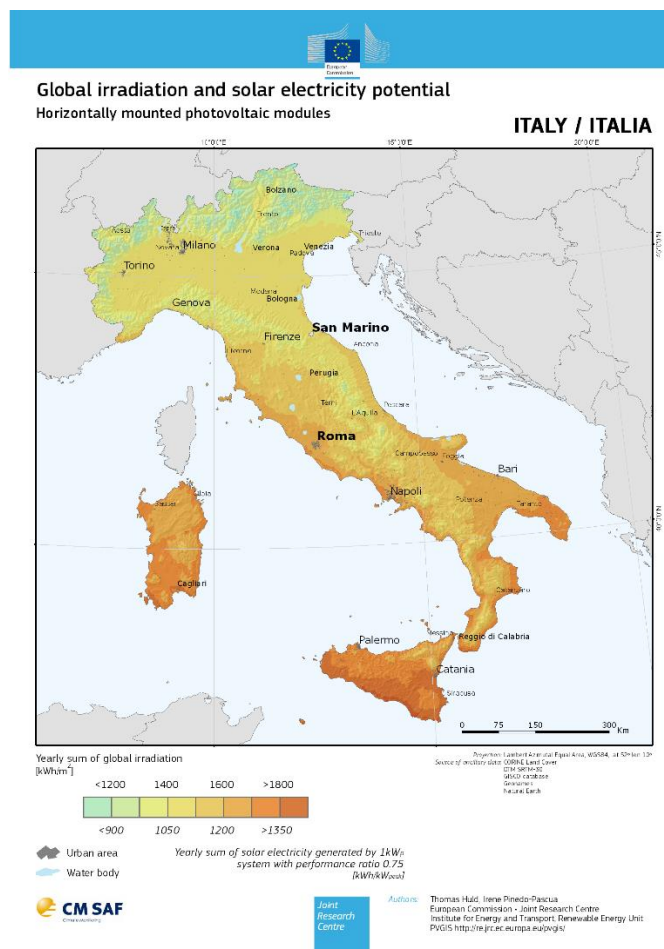


Figura 28: Irradiazione globale annuale in Italia [31].

Come si evince dalle mappe, la Puglia presenta un'alta velocità media del vento e un'alta irradiazione rispetto a gran parte del territorio italiano. Questo dato è confermato dalla grande capacità installata di eolico e fotovoltaico in questa regione. Come riportato da *Terna*, la Puglia è la regione con la maggior capacità di eolico installata a fine 2022, con circa 3 GW di potenza. La potenza installata di fotovoltaico è anch'essa di circa 3 GW a fine 2022, posizionandosi alle spalle della Lombardia in questo dato [32].

Una volta scelta la regione, la località è stata valutata confrontando le aree idonee all'installazione di impianti eolici e fotovoltaici. Tramite il WebGIS *Atalante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le Fonti Rinnovabili* [33], è stato possibile visualizzare su mappa le aree idonee per queste due tecnologie rinnovabili. Queste elaborazioni, tutte quelle disponibili su questo portale e su *Atlante eolico italiano* [34], sono il risultato di una collaborazione tra Ricerca sul Sistema Energetico (RSE) e il National Center for Atmospheric Research (NCAR) [35].

Di seguito è riportata la mappa delle aree idonee per nuove installazioni eoliche onshore. Tali zone sono state calcolate a partire dalle aree con producibilità eolica ad una altezza di 100 m superiore a 2250 MWh/MW ed escludendo le aree urbanizzate e le aree soggette a vincolo ambientale e culturale (aree non idonee all'eolico estrapolate dalle linee guida nazionali DM 10-9-2010).

È importante specificare che la mappa riportata da [33] mostra il valore di producibilità specifica massimo tra quelli calcolati utilizzando diversi modelli di turbine eoliche.

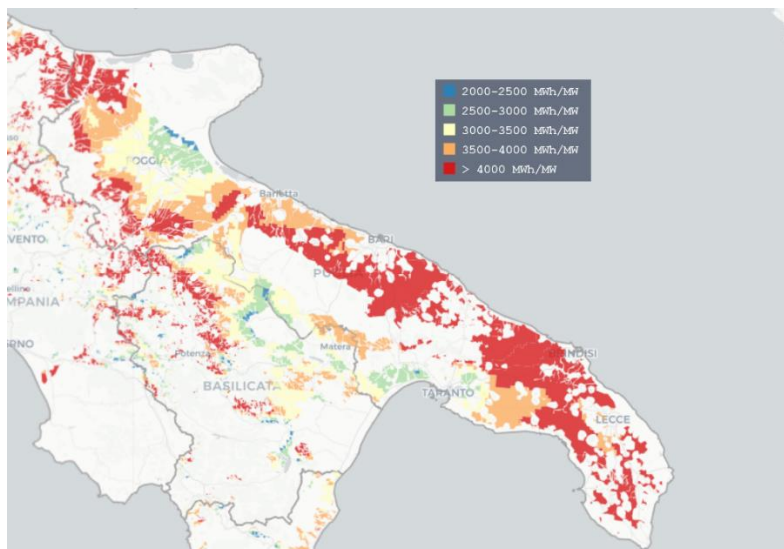


Figura 29: Mappa delle aree idonee per nuove installazioni eoliche onshore, suddivisa per fasce di producibilità specifica annua teorica [33].

Come superfici disponibili per il fotovoltaico a terra sono considerate da RSE: cave, discariche, aree industriali e aree agricole prive di vincoli di non idoneità. Si suppone di disporre l'impianto fotovoltaico in un'area agricola. La mappa mostra le stime a scala comunale della percentuale di area agricola (priva di vincoli di non idoneità) disponibile a nuove installazioni fotovoltaiche a terra rispetto alla superficie comunale.

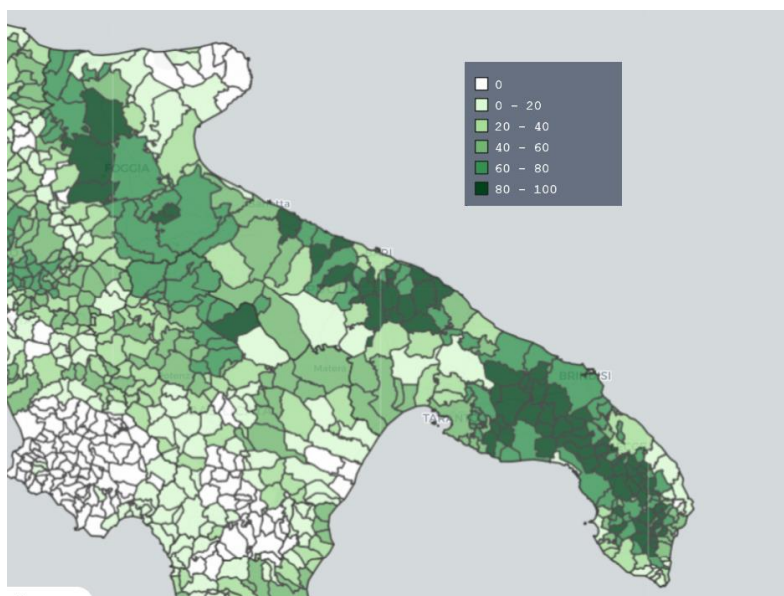


Figura 30: Percentuale di aree agricole (prive di vincoli di non idoneità) rispetto alla superficie comunale [33].

Queste valutazioni sulle aree idonee sono approssimative e per la progettazione e realizzazione di impianti reali sono necessari studi più approfonditi. Come anche indicato sul sito di *Atlante eolico italiano*, i dati forniti non possono sostituirsi al quadro valutativo di dettaglio (micrositing) per realizzare un impianto eolico o fotovoltaico che bisogna acquisire presso i siti candidati per

qualificarli dal punto di vista anemologico [34]. Tuttavia, essendo l'obiettivo di questa tesi un'analisi di producibilità e non una reale progettazione, si è ritenuta necessaria e sufficiente questa analisi per identificare una valida zona in cui svolgere il confronto tecnico-economico dei due impianti.

Confrontando i dati dalle due mappe riportate sopra, si è scelto di studiare gli impianti nei confini comunali del paese Ceglie Messapica in provincia di Brindisi. In questa zona, oltre ad esserci alti valori di velocità media del vento e radiazione solare, vi è un'elevata producibilità annua specifica e una percentuale superiore al 80% di aree agricole utilizzabili (prive di vincoli di non idoneità).

I dati precisi riguardo all'ubicazione degli impianti sono riportati nella seguente immagine e tabella.

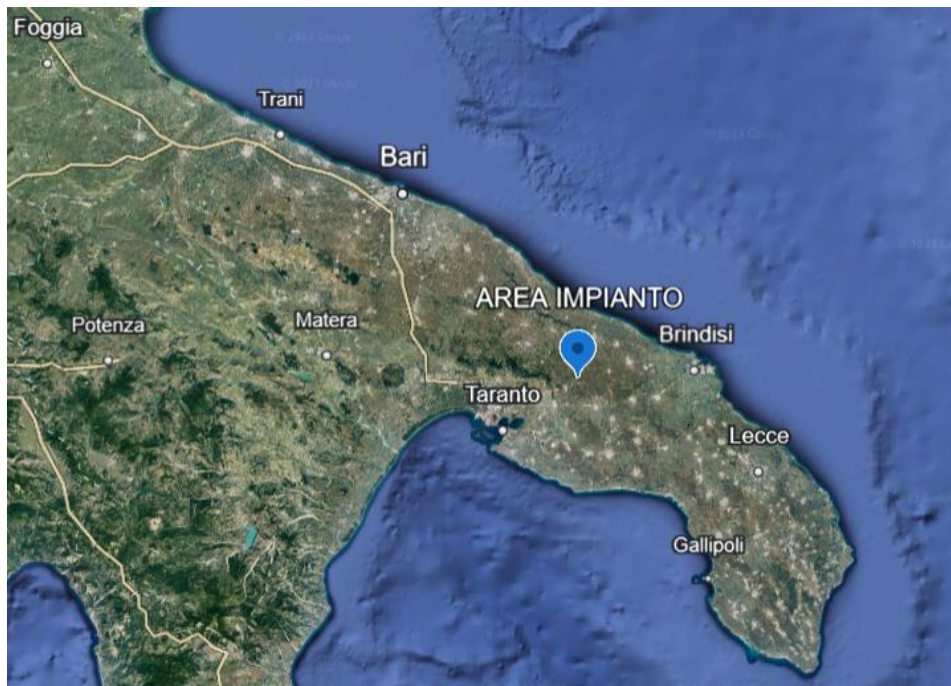


Figura 31: Ubicazione degli impianti da analizzare [36].

Regione	Puglia
Città	Ceglie Messapica
Provincia	Brindisi
Altitudine	243 m
Latitudine	40,601°
Longitudine	17,511°

Tabella 1: Dati relativi all'ubicazione degli impianti da analizzare.

5.2 Impianto eolico

Dopo la scelta della località adatta, si è passati a definire il layout dell'impianto eolico. A seconda del numero, modello e disposizione delle turbine eoliche si determina un'area che sarà utilizzata anche per l'impianto fotovoltaico.

Si è deciso di studiare un impianto eolico con quattro turbine posizionate ai vertici di una superficie rettangolare. Come descritto nel capitolo 3.3 per ridurre l'effetto della scia fra le turbine in un parco eolico, il loro distanziamento deve essere tra 5 e 9 volte il diametro del rotore nella direzione prevalente del vento e tra 3 e 5 volte il diametro del rotore nella direzione perpendicolare.

Le dimensioni dell'area dell'impianto saranno perciò: 8 volte il diametro del rotore della turbina nella direzione prevalente del vento e 4 volte il diametro del rotore nella direzione perpendicolare.

5.2.1 Analisi dei venti

Per lo studio dei venti, si è utilizzato il software *Atlante eolico italiano*. Tramite questo software è possibile inserire latitudine e longitudine della località di interesse e scaricare i dati orari della velocità media del vento. Questi dati sono stimati attraverso il modello meteorologico Weather Research and Forecasting (WRF) combinato con una post-elaborazione statistica basata su Analog Ensemble (AnEn) [34].

Per caratterizzare al meglio la risorsa del vento nella località scelta, si sono scaricati i dati orari della velocità media del vento nei quindici anni fra il 2005 e il 2019. I dati si riferiscono ad un'altezza di 100 m dal terreno. Le velocità medie per ogni anno e la distribuzione di frequenza a 100 m sono riportate nei due grafici sottostanti.

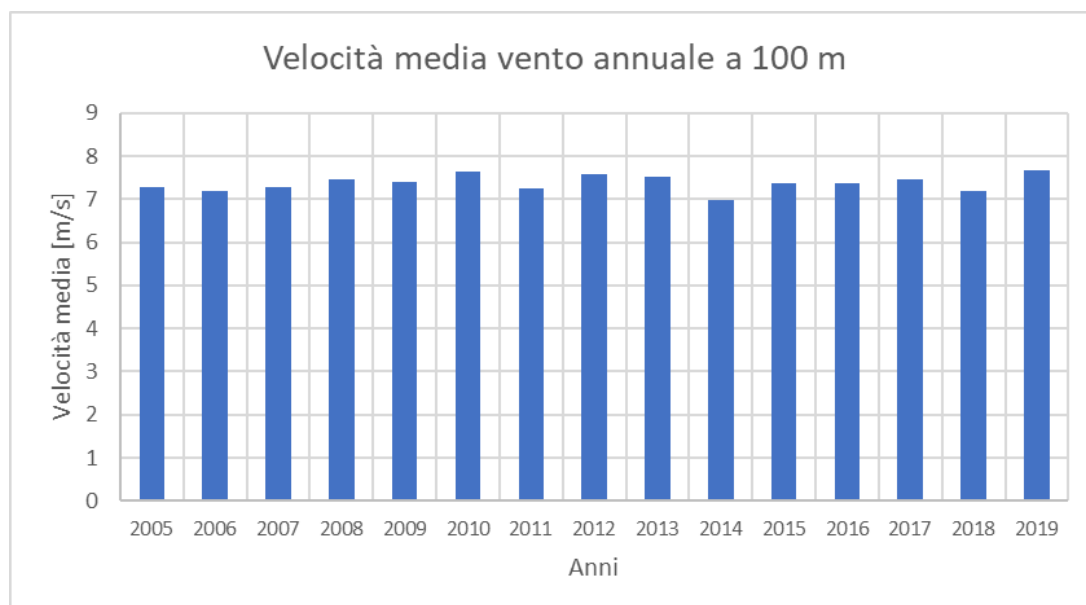


Figura 32: Velocità media annuale del vento a 100 m.

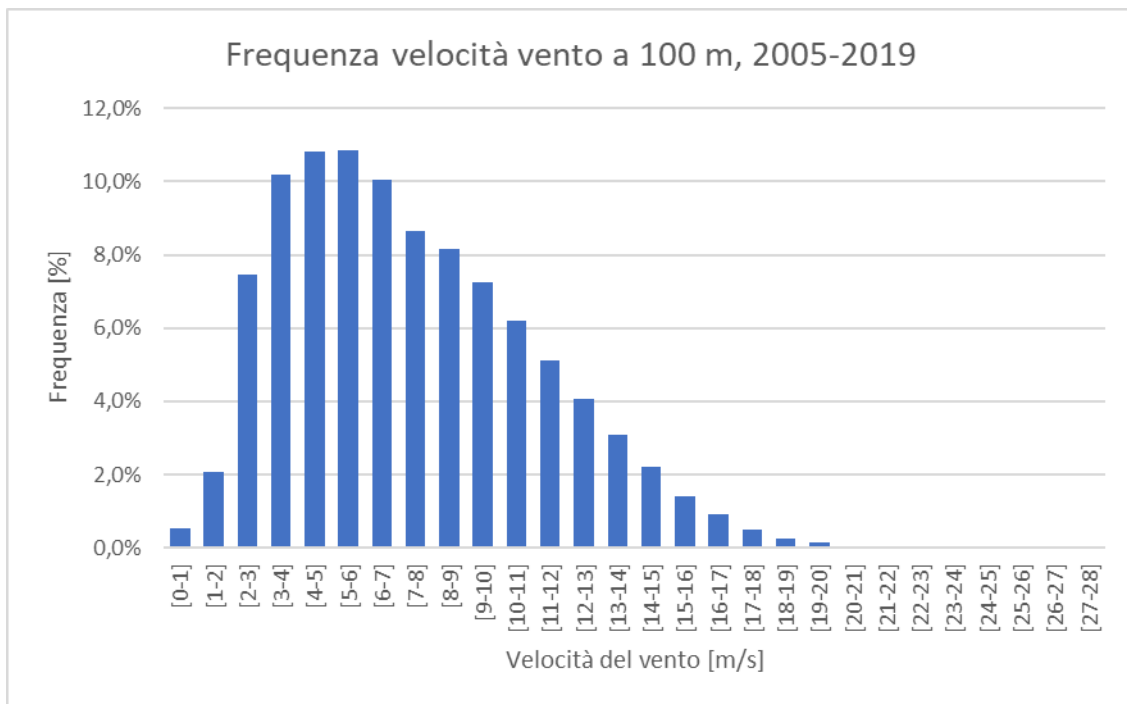


Figura 33: Distribuzione di frequenza del vento a 100 m tra gli anni 2005 e 2019.

La velocità media annuale varia tra i 6,97 m/s dell'anno 2014 e i 7,67 m/s dell'anno 2019.

I calcoli di producibilità saranno tuttavia effettuati sui valori di velocità media del vento orari scalati all'altezza del mozzo della turbina scelta.

Per la distribuzione di frequenza, i venti sono stati suddivisi in 28 gruppi di ampiezza 1 m/s.

A 100 m le velocità tra i 3 e 7 m/s sono le più frequenti in questi 15 anni. Le velocità più interessanti per la produzione di energia sono quelle superiori ai 10 m/s. Intorno ai valori di 10-12 m/s si posiziona la velocità nominale della maggior parte delle turbine eoliche. Il 24% dei venti hanno velocità superiore a 10 m/s. La distribuzione di frequenza del vento può essere ben approssimata dalla distribuzione di Weibull.

In seguito, si è analizzata la rosa dei venti presente nel comune di Ceglie Messapica. La rosa dei venti sarà utile per definire il corretto distanziamento fra le turbine eoliche nell'impianto e per calcolare le perdite per scia. Tramite il software *PVGIS*, sono state scaricate le direzioni del vento orarie per il TMY (Typical meteorological year, anno tipico meteorologico) corrispondente alla località di interesse. Il TMY è un insieme di dati meteorologici con valori per ogni ora dell'anno per una determinata località geografica. I dati vengono selezionati da dati orari in un periodo di tempo più lungo (10 anni o più). Per ogni mese dell'anno, i dati sono selezionati dall'anno che è stato considerato più tipico per quel mese [37]. Inserendo in *PVGIS* le coordinate della località scelta e selezionando il database *PVGIS-SARAH2* si sono scaricate le direzioni del vento del TMY fra il 2005 e il 2020. Il database *PVGIS-SARAH2* è basato su dati satellitari e ricopre Europa, Africa, la maggior parte dell'Asia, e parte del Sud America; considerando un range temporale 2005-2020.

Da questi valori la rosa dei venti relativa al TMY della zona considerata è stata rappresentata e riportata in figura.

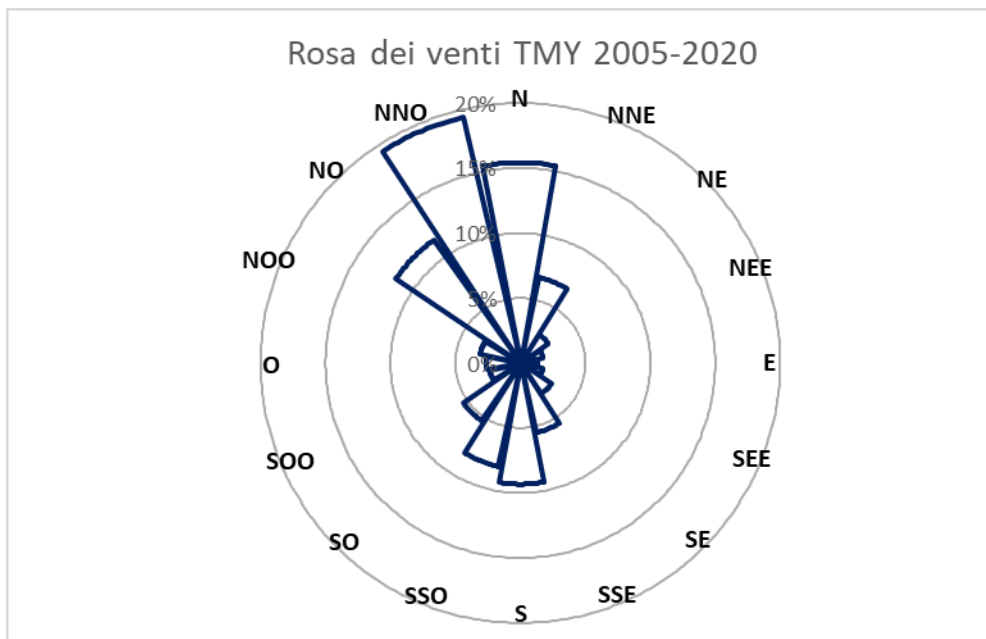


Figura 34: Rosa dei venti riferita al TMY 2005-2020 della località scelta.

Come si può vedere dalla rosa dei venti, i dati sono stati suddivisi nelle 16 principali direzioni del vento, ognuno con 22,5° di ampiezza. Le direzioni principali sono quella N-S e NNO-SSE, in entrambi i casi si verificano con una frequenza del 25% circa.

I dati orari della direzione del vento relativi al TMY verranno affiancati ai valori della velocità media del vento per ogni anno per il calcolo della producibilità. È una semplificazione, in quanto ogni anno avrà delle direzioni tipiche rappresentative dei 15 anni in esame.

5.2.2 Turbina eolica utilizzata e layout impianto

La Commissione Elettrotecnica Internazionale (IEC, International Electrotechnical Commission [38]) pubblica standard internazionali che, insieme alla valutazione della conformità, forniscono il quadro tecnico che consente prodotti costantemente sicuri e affidabili. Lo standard internazionale IEC 61400-1 specifica i requisiti di progettazione essenziali per garantire l'integrità strutturale delle turbine eoliche. Il suo scopo è fornire un livello adeguato di protezione contro i danni derivanti da tutti i pericoli nel periodo di vita previsto.

Secondo la norma 61400-1, il vento della località di interesse non deve superare quelli utilizzati per la classificazione delle turbine. Le turbine, infatti, sono definite in tre classi a seconda della velocità media del vento e la velocità massima prevista nell'arco di 50 anni (raffiche estreme). La velocità media del vento è misurata all'altezza del mozzo [39].

Le turbine di classe I si utilizzano in località in cui la velocità media del vento è 10 m/s. Spesso questo tipo di turbine presentano un diametro del rotore ridotto rispetto alle turbine di classi inferiori per estrarre la stessa potenza.

Le turbine di classe II si utilizzano per velocità medie del vento di 8,5 m/s. Mentre le turbine di classe III, si utilizzano per venti con velocità media di 7,5 m/s. Queste turbine eoliche hanno il diametro del rotore più grande rispetto alle altre classi. La loro struttura non deve resistere a carichi elevati ma potrebbe subire danni in caso di forte turbolenza.

Esiste un'ulteriore classe chiamata S. In questo caso il costruttore definisce le caratteristiche della turbina e può essere utilizzata in caso di condizioni meteorologiche speciali.

Le turbine sono ulteriormente suddivise per categoria di turbolenza in A, B e C (alta, media e bassa turbolenza). L'intensità di turbolenza è calcolata come:

$$I_t = \frac{\sigma_v}{v} \quad [-] \quad (22)$$

Dove σ_v è la deviazione standard e v è la velocità media del vento. Questi parametri sono spesso riferiti a misurazioni del vento in periodi di 10 minuti. In questa tesi l'analisi è effettuata utilizzando dati orari del vento, per cui i valori di deviazione standard non sono presenti, di conseguenza anche gli indici di turbolenza non sono stati calcolati.

L'intensità media di turbolenza I_{ref} presente nella IEC 61400-1, è riferita a velocità del vento di 15 m/s.

La turbina scelta ha le seguenti caratteristiche tecniche [40].

Potenza nominale [MW]	6
Diametro del rotore [m]	150
Altezza mozzo [m]	155
Velocità di cut-in [m/s]	3
Velocità di cut-out [m/s]	25
Classe di vento	IEC S

Tabella 2: Caratteristiche tecniche turbina eolica utilizzata.

La turbina ha classe IEC S, perciò definita dal costruttore. Le turbine con queste dimensioni vengono utilizzate con alte prestazioni a venti medi e alti, appartenenti alle classi II e I.

Le prestazioni della turbina sono rappresentate dalla sua curva di potenza. Per la turbina scelta si utilizza la curva di potenza alla densità dell'aria pari a $1,225 \text{ kg/m}^3$ [41]. L'ubicazione dell'impianto si trova ad un'altitudine di 243 metri, perciò la riduzione della densità dell'aria si è ritenuta trascurabile. Per avere una curva di potenza continua, si è proceduto interpolando a tratti con polinomi di terzo, secondo e primo grado, come in figura 35. La curva di potenza presenta una riduzione lineare della potenza con la velocità del vento tra i 16,5 m/s e i 25 m/s (soft cut-out). In questo modo, per alte velocità del vento, la turbina non si spegnerà ma produrrà meno, evitando danni strutturali e le perdite dovute al tempo di riaccensione.

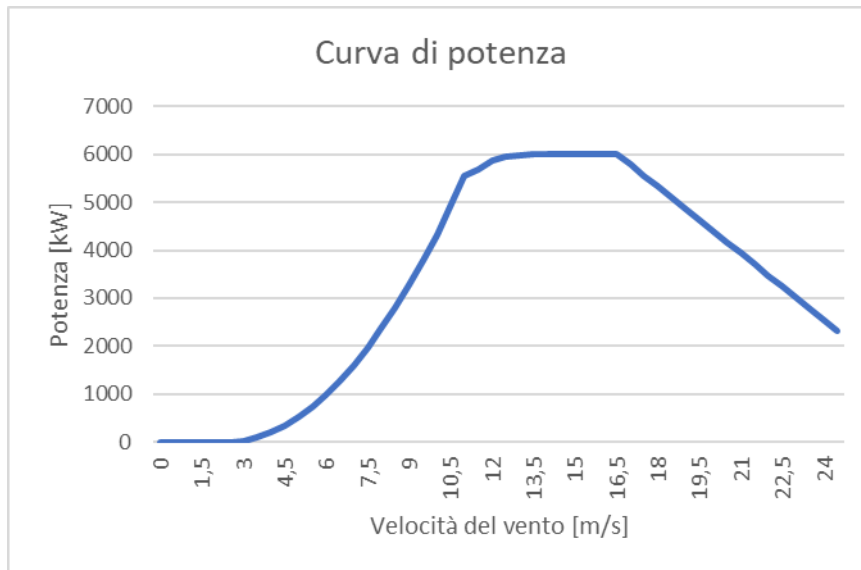


Figura 35: Curva di potenza della turbina eolica.

A 100 m la classe di vento è III, ma considerando i valori all’altezza del mozzo (155 m), le velocità medie nei 15 anni saranno superiori. Per il calcolo della velocità a 155 m si è utilizzata la formula (17):

$$v(h, Z_0) = v_{ref} \cdot \frac{\ln\left(\frac{h}{Z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{ref}}{Z_0}\right)} \quad \left[\frac{m}{s}\right]$$

Dove:

- h è l’altezza del mozzo della turbina eolica, in questo caso 155 m;
- h_{ref} è l’altezza a cui sono state effettuate le misurazioni del vento, pari a 100 metri;
- Z_0 si riferisce alla rugosità del terreno su cui l’impianto è installato e può avere diversi valori al variare della tipologia di terreno.

Per avere un’analisi più corretta, tramite il software *GlobalWindAtlas* si è rappresentata la variazione della lunghezza di rugosità sulla superficie regionale della Puglia. Come si può vedere dalla figura sottostante, la maggior parte della superficie è caratterizzata da valori intorno allo 0,1 m con zone alberate che hanno valori di rugosità superiori a 1 m. Considerando l’impianto in un terreno agricolo molto vasto e con qualche albero, si è scelto Z_0 pari a 0,1 m.

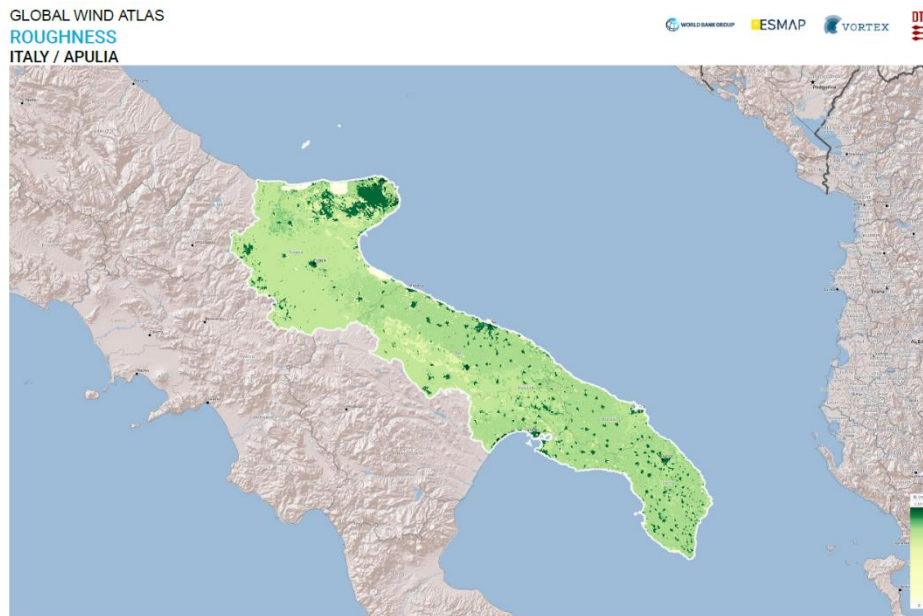


Figura 36: Lunghezza di rugosità nella regione Puglia [30].

I valori medi annuali della velocità del vento all'altezza del mozzo e le distribuzioni di frequenza sono mostrati nei seguenti grafici.

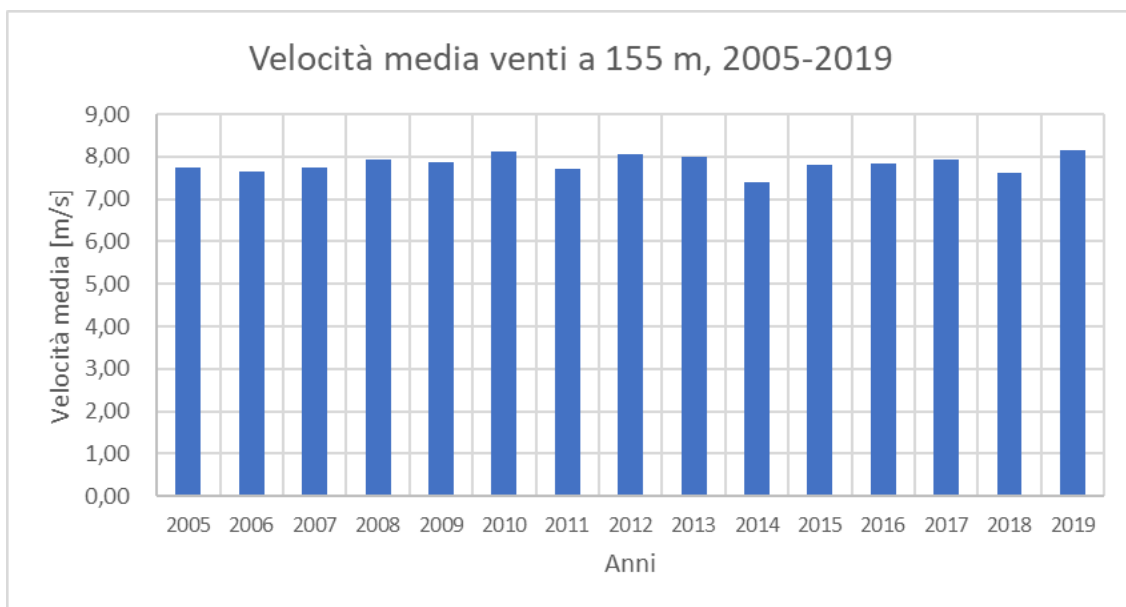


Figura 37: Velocità media del vento a 155 m tra il 2005 e il 2019

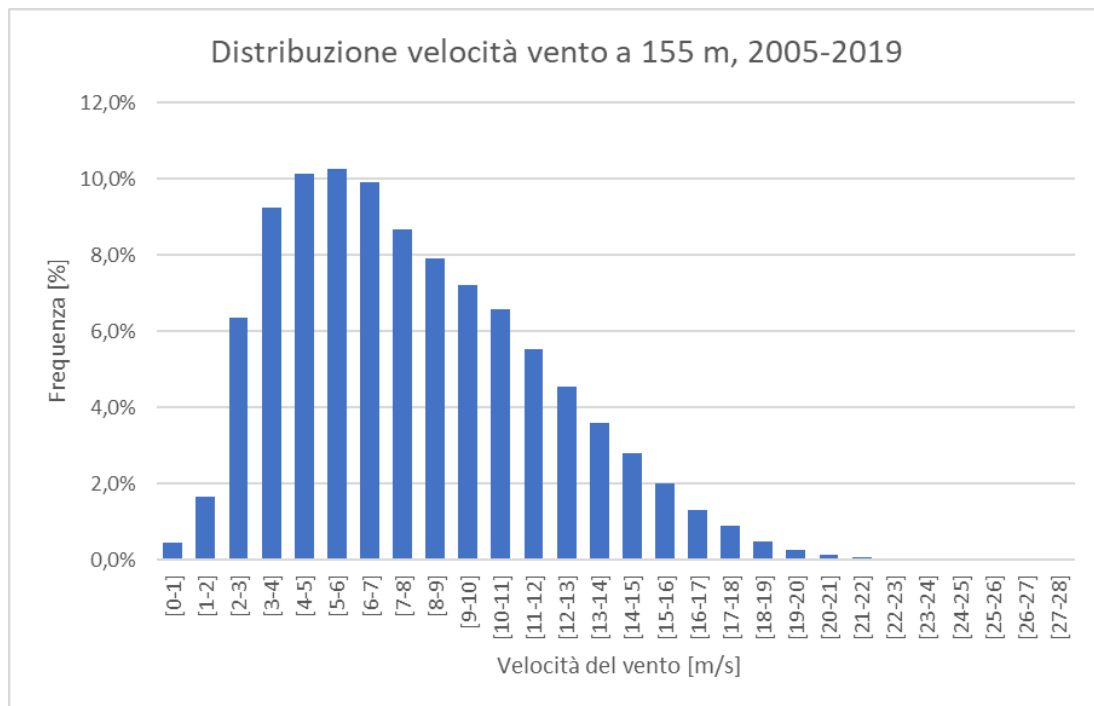


Figura 38: Distribuzione di frequenza del vento a 155 m tra gli anni 2005 e 2019.

Come si vede in figura, la velocità media del vento nei quindici anni oscilla in valori tra la classe III e la classe II. Perciò in questa località i venti possono essere classificati come medio-bassi. Questo tipo di turbina viene utilizzato con alte prestazioni per venti medi e alti, perciò, appartenenti alle classi II e I. La scelta di questa turbina per questo sito può essere considerata appropriata, un altro parametro che indicherà se la scelta della turbina è stata corretta è il fattore di capacità. Questo parametro sarà calcolato nel successivo paragrafo.

Come prevedibile, ad un'altezza di 155 m, le frequenze delle velocità più alte sono maggiori rispetto a 100 m.

Avendo definito il modello di turbina eolica e le sue caratteristiche tecniche, è possibile stimare le dimensioni dell'area dell'impianto. Come detto in precedenza, si è scelto l'utilizzo di quattro turbine eoliche disposte ai vertici di un'area rettangolare. La distanza fra le turbine sarà 8 volte il diametro del rotore nella direzione prevalente del vento e 4 volte il diametro del rotore in direzione perpendicolare alla direzione prevalente del vento. Analizzando la rosa dei venti relativa al TMY 2005-2020, le direzioni prevalenti del vento sono N-S e NNO-SSE. Si è scelto di distanziare gli aerogeneratori rispetto alla direzione N-S. Perciò in direzione N-S la distanza è 1200 m e nella direzione perpendicolare, E-O, la distanza è 600 m. L'area totale dell'impianto è 720000 m², corrispondenti a 72 ha (ettari) di terreno. Questa superficie sarà utilizzata anche per posizionare i pannelli fotovoltaici e valutarne la producibilità.

I modelli delle pale eoliche sono stati posizionati e distanziati tramite il software PVsyst su un terreno agricolo alle coordinate precedentemente presentate.

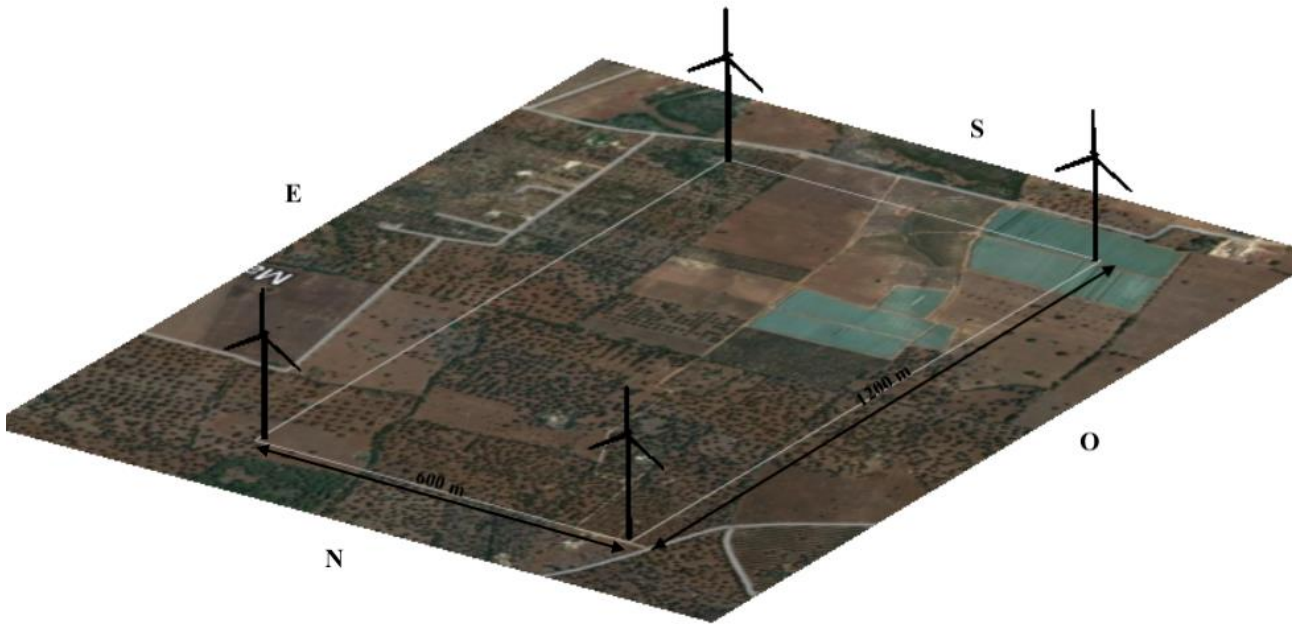


Figura 39: Disposizione turbine eoliche, tramite PVsyst.

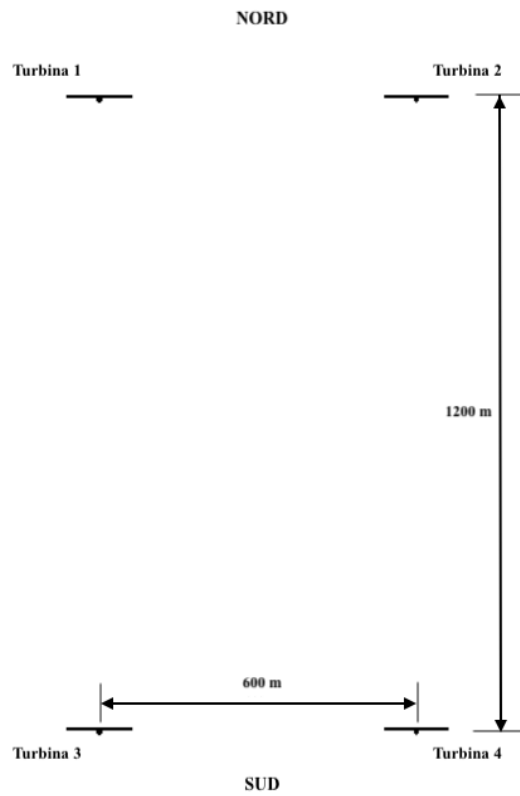


Figura 40: Disposizione turbine eoliche, visione dall'alto.

5.2.3 Calcolo producibilità impianto eolico

L'analisi di producibilità è sviluppata tenendo conto del sistema di controllo dell'imbardata delle turbine come "ideale". Si considera dunque che le turbine presentano il rotore sempre in direzione del vento.

L'impianto è stato dapprima analizzato valutando la producibilità annuale senza considerare le perdite per scia. La produzione di energia annuale (AEP, Annual Energy Production) è perciò definita lorda e viene calcolata per i 15 anni in esame con la seguente formula:

$$AEP_{lorda} = \sum_{i=1}^{8760} E_{wt}(v_i) \cdot \eta_{av} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{mix} \quad \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (23)$$

Dove:

- i rappresenta le ore presenti in un anno, pari a 8760. Nei 15 anni considerati, ci sono 3 anni che sono bisestili, in questi casi specifici si considerano 8784 ore.
- $E_{wt}(v_i)$ corrisponde alla energia oraria prodotta dalla turbina eolica [kWh]. L'energia è l'integrale nel tempo della potenza. Numericamente l'energia oraria $E_{wt}(v_i)$ corrisponde alla potenza media $P_{wt}(v_i)$, calcolata come la potenza prodotta alla velocità media v_i nell'ora i , ricavata dalla sua curva di potenza, per $\Delta t = 1 h$:

$$E_{wt}(v_i) = P_{wt}(v_i) \cdot \Delta t \quad [kWh] \quad (24)$$

Se si ha il coefficiente di potenza C_p della turbina eolica selezionata, $P_{wt}(v_i)$ può essere calcolato come segue:

$$P_{wt}(v_i) = \frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v_i^3 \cdot C_p(v_i) \quad [kW] \quad (25)$$

Il primo termine corrisponde alla potenza disponibile nel vento che presenta una velocità media v_i nell'ora i . I termini ρ e A corrispondono alla densità dell'aria ($1,225 \text{ kg/m}^3$) e all'area spazzata dal rotore della turbina selezionata.

- η_{av} è il fattore di disponibilità (availability factor) e indica la percentuale di tempo in cui la turbina è disponibile a produrre energia. Gli impianti eolici possono essere inattivi a causa di malfunzionamenti (ad esempio del gearbox) oppure per le condizioni del vento. Per turbine più moderne il fattore di disponibilità può raggiungere il 98%. Per questa analisi si è utilizzato un valore più cautelativo pari al 95%.
- η_{inv} è il fattore d'invecchiamento (ageing losses). Le perdite d'invecchiamento sono sempre presenti e gli impianti eolici vedono una riduzione delle performance col passare degli anni. Diversi studi hanno analizzato questo fattore e sono stati messi in confronto in [42]. Per questa analisi le perdite per invecchiamento sono considerate pari a 1%/anno.

- η_{mix} è un fattore che tiene in considerazione ulteriori perdite tecniche ed elettriche. Queste perdite sono variabili e dipendenti dalla località in cui è installato l'impianto. Tuttavia, si è utilizzato un fattore pari al 95%.

Considerando anche le perdite per scia, un impianto eolico ha in media delle perdite in termini di producibilità tra il 9,5% e il 22,5% [43].

Quando le perdite per scia sono prese in considerazione, la produzione di energia annuale è detta netta (AEP_{netta}). Il modello utilizzato per tenere conto della riduzione della velocità del vento associata alle scie è descritto nel paragrafo successivo.

Una volta calcolata la produzione netta annuale, è possibile valutare la producibilità specifica:

$$Y_f = \frac{AEP_{netta}}{P_{nom}} \left[\frac{kWh}{kWp \cdot anno} \right] \quad (26)$$

Dove:

- AEP_{netta} è la produzione di energia annuale dell'impianto eolico [kWh/anno];
- P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto [kW], in questo caso pari a 24000 kW.

La producibilità specifica indica le ore in un anno in cui l'impianto sarebbe in funzione se lavorasse sempre alla potenza nominale.

Un altro parametro molto importante per la caratterizzazione delle prestazioni di un impianto eolico è il fattore di capacità. Può essere calcolato come il rapporto tra la produzione di energia elettrica in un periodo (un anno in questo caso) e la massima produzione teorica nello stesso periodo:

$$C_f = \frac{AEP_{netta}}{8760 \cdot P_{nom}} = \frac{Y_f}{8760} \quad [-] \quad (27)$$

Dove:

- AEP_{netta} è la produzione di energia annuale dell'impianto eolico [kWh/anno];
- P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto [kW];
- 8760 sono le ore in un anno [h/anno], in caso di anni bisestili sono state utilizzate 8784 ore;
- Y_f è la producibilità specifica [kWh/kW/anno].

Effetto scia

L'effetto scia corrisponde a una perdita di produzione di energia causata dall'interazione delle turbine in un impianto eolico. Per questo gli aerogeneratori sono stati distanziati opportunamente a seconda della direzione prevalente del vento.

Per valutare l'effetto scia è necessario conoscere le caratteristiche della turbina eolica utilizzata. L'altezza del mozzo, il diametro del rotore e il coefficiente di spinta (thrust coefficient, C_t) sono parametri essenziali per il calcolo delle perdite di scia e variano a seconda della turbina scelta.

Il coefficiente di spinta C_t è il rapporto tra la forza di spinta sul disco attuatore e la forza dinamica del vento sull'area spazzata dal rotore:

$$C_t = \frac{F_t}{\frac{1}{2} \cdot \rho \cdot A \cdot v^2} \quad [-] \quad (28)$$

Il coefficiente di spinta varia con la velocità del vento incidente e al variare della turbina eolica. La curva del coefficiente di spinta della turbina [41] è stata riportata nella figura sottostante.

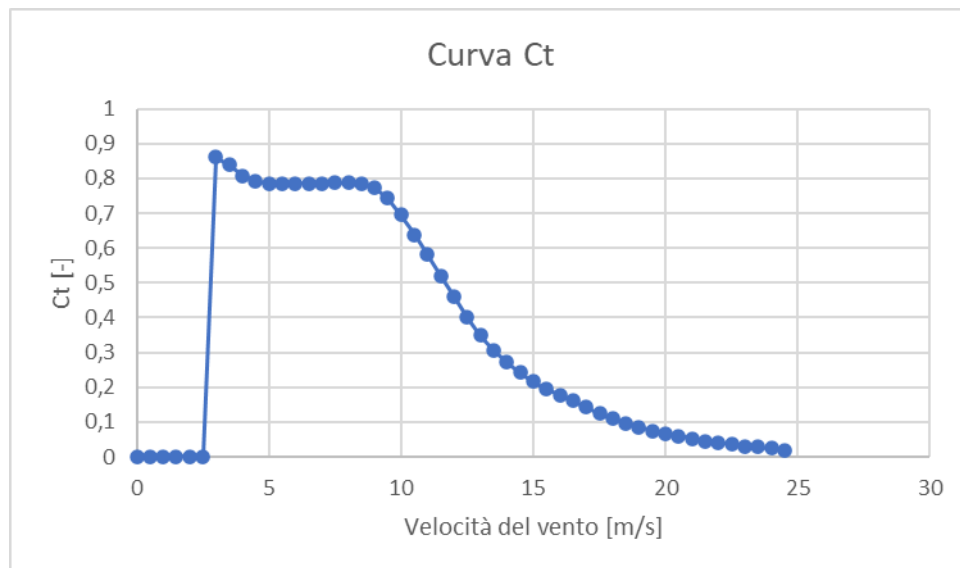


Figura 41 Curva coefficiente di spinta

Esistono diversi modelli analitici che descrivono il fenomeno delle scie delle turbine eoliche, come il modello di Ainslie, il modello di Jensen, il modello di Larsen e il modello di Lissaman. Il modello utilizzato in questa trattazione è quello proposto da Jensen. Questo modello è semplice, permette di avere risultati validi per studi preliminari ed è utilizzato da diversi software commerciali.

Il modello di Jensen permette di stimare il rallentamento del vento a valle della turbina eolica. In questo modello si ipotizza che tutti i mozzi degli aerogeneratori abbiano la stessa altezza e che la scia provocata da una turbina cresca in maniera lineare [44]:

$$r_w(x) = k \cdot x + r \quad [m] \quad (29)$$

Dove:

- $r_w(x)$ è il raggio della scia ad una distanza x a valle del piano del rotore [m];
- k è la costante di decadimento della scia [-];
- r è il raggio del rotore della turbina eolica [m], 75 m in questo caso.

Tipico valore di k per turbine eoliche onshore è 0,075, per turbine offshore ha un valore di 0,04 [44]. Tuttavia, si può stimare il valore di questa costante come segue [45]:

$$k = \frac{A_0}{\ln\left(\frac{H}{Z_0}\right)} \quad [-] \quad (30)$$

Dove:

- A_0 è una costante pari a 0,5;
- Z_0 è la lunghezza di rugosità, definita in precedenza pari a 0,1 m;
- H è l'altezza del mozzo della turbina eolica utilizzata, pari a 155 m.

Il valore della costante di decadimento della scia ottenuto è $k=0,07$. Questo valore sarà utilizzato nell'analisi delle scie.

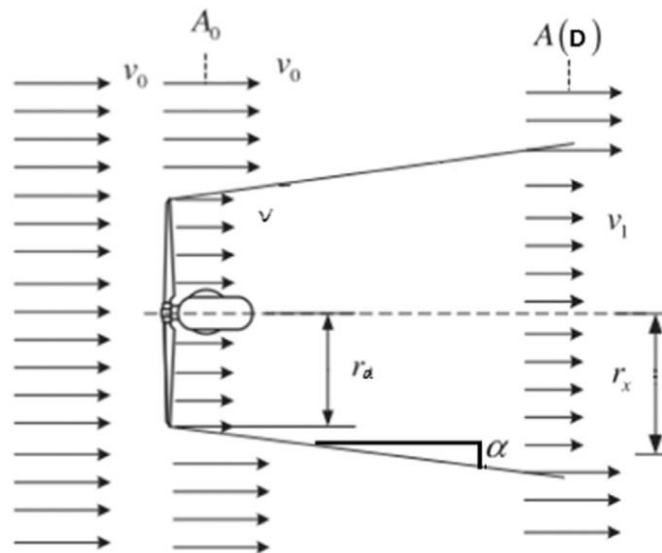


Figura 42: Modello di Jensen per la scia singola [46].

La velocità del vento nella scia, a qualsiasi distanza x può essere calcolata come [44]:

$$v_w(x) = v_0 \cdot \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \cdot \left(\frac{r}{r_w(x)}\right)^2 \right] \quad \left[\frac{m}{s}\right] \quad (31)$$

Dove:

- $v_w(x)$ è la velocità del vento nella scia all'altezza del mozzo [m/s] ad una distanza x ;
- v_0 è la velocità di vento all'altezza del mozzo [m/s], incidente sulla turbina a monte della scia;
- C_t è il coefficiente di spinta [-], variabile per tipo di turbina e velocità del vento.

Questa velocità sarà utilizzata per il calcolo della potenza prodotta dalla turbina affetta da scia. La formula considera che la turbina sia completamente oscurata dalla scia. In certi casi è possibile che

solo parte del rotore risulti investito dalla scia, per tenere conto di questo fenomeno la formula è corretta [47]:

$$v_w(x) = v_0 \cdot \left[1 - (1 - \sqrt{1 - C_t}) \cdot \left(\frac{r}{r_w(x)} \right)^2 \right] \cdot \frac{A_{sh}}{A} \quad \left[\frac{m}{s} \right] \quad (32)$$

Dove A è l'area spazzata dal rotore [m^2] e A_{sh} è la porzione di area che viene oscurata dalla scia [m^2].

In grandi parchi eolici, in cui più file di aerogeneratori sono presenti, è comune l'influenza di più scie incidenti sulla stessa turbina. Un'ulteriore modifica alla formula è necessaria per considerare l'effetto delle scie multiple [47]:

$$v_{w,j}(x) = v_{0,i} \cdot \left[1 - \sum_i^n (1 - \sqrt{1 - C_t}) \cdot \left(\frac{r}{r_w(x_i)} \right)^2 \cdot \frac{A_{sh,i}}{A} \right] \quad \left[\frac{m}{s} \right] \quad (33)$$

Dove:

- $v_{0,i}$ è la velocità incidente [m/s] sulla turbina i ;
- n è il numero di turbine a monte di una turbina j a valle;
- $A_{sh,i}$ è l'area di rotore [m^2] oscurata dalla scia della turbina i .

Nella seguente tabella vengono mostrate quali turbine dell'impianto considerato subiscono perdite per scia e da quale direzione del vento.

Vento	Turbina 1	Turbina 2	Turbina 3	Turbina 4	Perdite per scia
N	NO	NO	SI	SI	
NNE	NO	NO	SI	NO	
NE	NO	NO	NO	NO	
NEE	NO	NO	NO	NO	
E	SI	NO	SI	NO	
SEE	NO	NO	NO	NO	
SE	NO	NO	NO	NO	
SSE	SI	NO	NO	NO	
S	SI	SI	NO	NO	
SSO	NO	SI	NO	NO	
SO	NO	NO	NO	NO	
SOO	NO	NO	NO	NO	
O	NO	SI	NO	SI	
NOO	NO	NO	NO	NO	
NO	NO	NO	NO	NO	
NNO	NO	NO	NO	SI	

Tabella 3: Perdite per scia di ogni turbina eolica a seconda della direzione del vento.

Tutte le turbine subiscono perdite per scia da 3 direzioni. Solo nel caso dei venti da NNE-SSO e NNO-SSE si ha un oscuramento parziale del 99% del rotore della turbina affetta da scia. In tutte le

altre direzioni di vento con scie che investono le turbine, si ha un oscuramento totale. Inoltre, l'impianto in esame, avendo solo due file, non presenta scie multiple.

I coni delle scie sono stati rappresentati in 2D con una crescita lineare seguendo il modello di Jensen con i parametri sopra definiti.

Di seguito sono mostrate le scie generate dal vento proveniente da N, NNO, NO, NOO e O.

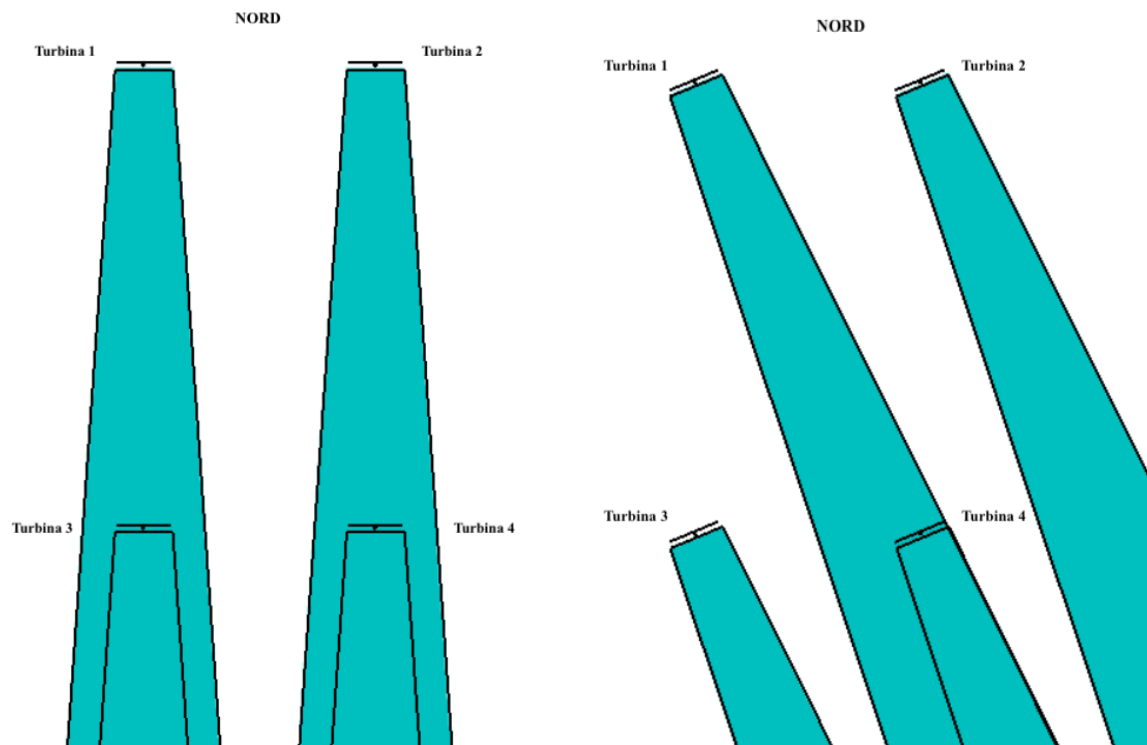


Figura 43: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da N (sinistra) e NNO (destra), utilizzando il modello di Jensen.

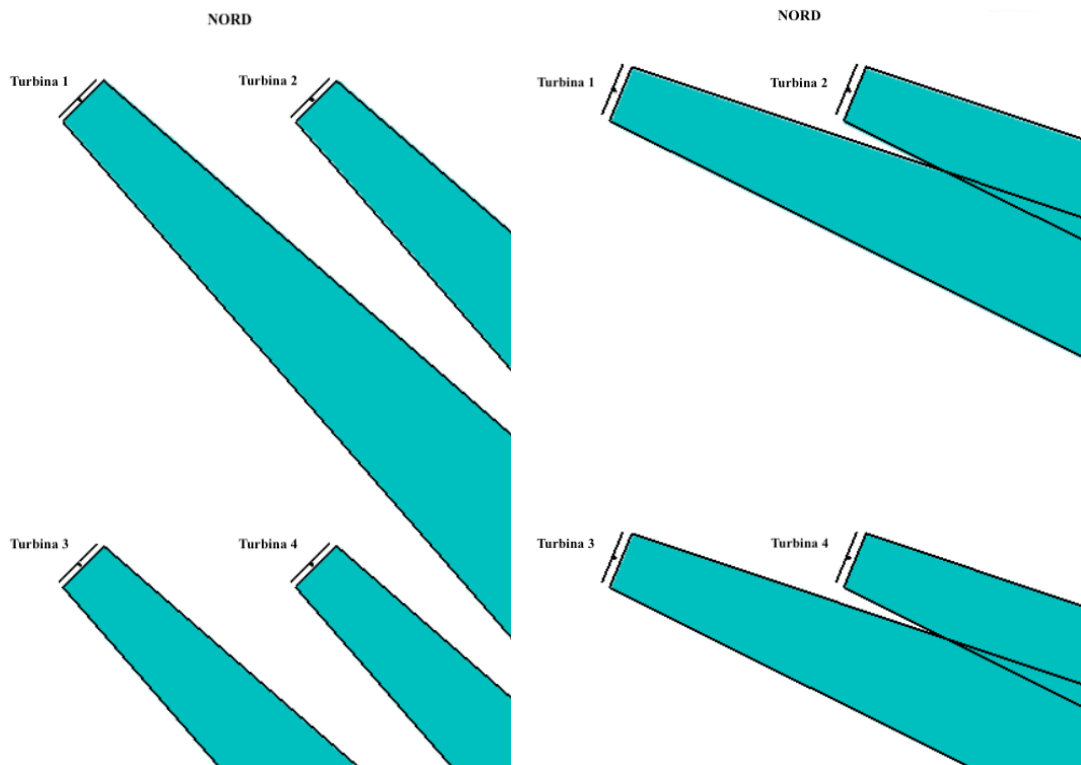


Figura 44: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da NO (sinistra) e NOO (destra), utilizzando il modello di Jensen.

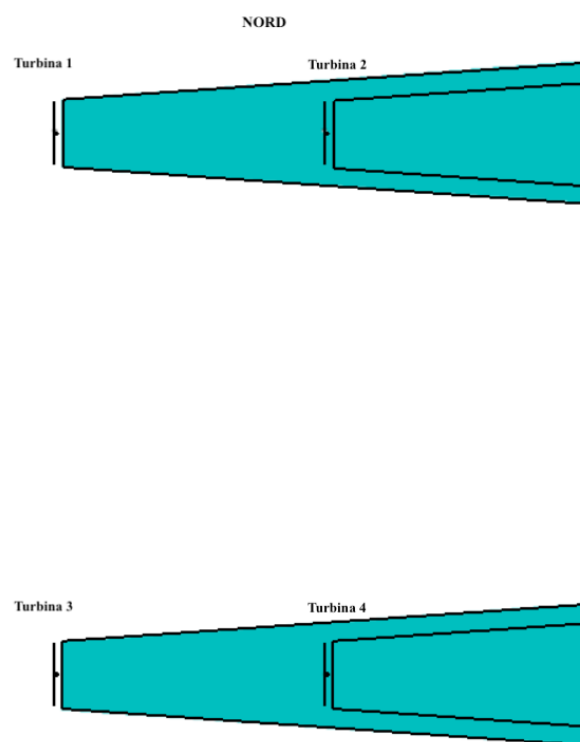


Figura 45: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da O utilizzando il modello di Jensen.

5.2.4 Risultati impianto eolico

Nella seguente tabella sono riportati i valori dei parametri descritti in precedenza per ognuno dei 15 anni in esame.

Anno	Velocità media vento @155 m [m/s]	AEP lorda [MWh/anno]	AEP netta [MWh/anno]	Perdite scia [%]	Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità [-]
2005	7,75	77.192	73.948	4,2%	3.081	0,352
2006	7,64	74.953	71.636	4,4%	2.985	0,341
2007	7,74	76.333	73.129	4,2%	3.047	0,348
2008	7,92	80.237	76.730	4,4%	3.197	0,364
2009	7,87	78.961	75.702	4,1%	3.154	0,360
2010	8,12	83.792	80.337	4,1%	3.347	0,382
2011	7,70	74.371	71.358	4,1%	2.973	0,339
2012	8,07	80.201	76.852	4,2%	3.202	0,364
2013	7,99	80.711	77.226	4,3%	3.218	0,367
2014	7,41	70.219	67.086	4,5%	2.795	0,319
2015	7,82	78.953	75.781	4,0%	3.158	0,360
2016	7,83	78.910	75.659	4,1%	3.152	0,359
2017	7,95	80.387	77.530	3,6%	3.230	0,369
2018	7,63	75.182	72.094	4,1%	3.004	0,343
2019	8,16	83.642	80.537	3,7%	3.356	0,383

Tabella 4: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto eolico, anni 2005-2019.

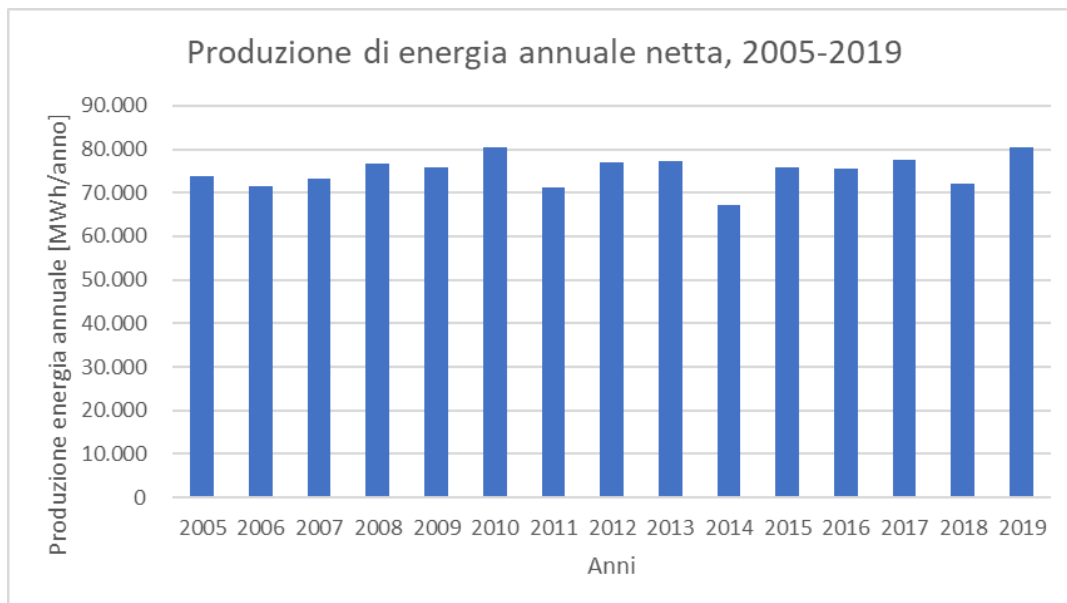


Figura 46 Produzione energia annuale impianto eolico, 2005-2019

Dopo aver caratterizzato la produzione di energia tra il 2005 e il 2019, si sono valutati i valori medi di AEP lorda e netta per ogni turbina, calcolando le corrispondenti produzioni specifiche e fattori di capacità.

Valori medi	AEP lorda [MWh/anno]	AEP netta [MWh/anno]	Perdite scia [%]	Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità [-]
Turbina 1	19.567	19.061	2,6%	3.177	0,366
Turbina 2	19.567	18.765	4,1%	3.128	0,361
Turbina 3	19.567	18.806	3,9%	3.134	0,362
Turbina 4	19.567	18.408	5,9%	3.068	0,354

Tabella 5: Valori medi dei risultati per le quattro turbine eoliche.

Le turbine presentano dei valori medi di perdite di scia accettabili, tutti ben al di sotto del 10%. Questo è indice di un buon distanziamento fra gli aerogeneratori. La turbina 4 ha le perdite per scia superiori. Infatti, questa turbina subisce la scia per venti che provengono da N e da NNO, che sono i venti più frequenti in questa località.

I fattori di capacità presentano ottimi valori e sono in linea con i valori medi mondiali (37%) e italiani (33%) per turbine eoliche onshore nel 2022 [48].

In linea di massima, si considera non ottimale la scelta della turbina se il fattore di capacità risulta minore del 20%.

Infine, si sono riportati i valori medi per l'intero impianto eolico. Per l'AEP netta è stata riportata la deviazione standard, che dà un'idea della variazione di producibilità negli anni analizzati. Inoltre, lo scarto del valore medio dal minimo di AEP netta è del 10,6%, mentre lo scarto dal valore massimo è del 7,3%.

Si è calcolata anche la produzione per m^2 , come il rapporto tra la AEP netta e la superficie occupata dall'impianto. Questo parametro servirà anche come termine di paragone con gli impianti fotovoltaici che saranno studiati in seguito. Ovviamente per il calcolo di questo valore si considera l'intera area di 720000 m^2 , anche se nel caso di impianti eolici questi terreni possono essere adibiti ad agricoltura o pascoli.

VALORI MEDI IMPIANTO EOLICO	
Potenza nominale [MW]	24
AEP netta [MWh/anno] e deviazione standard [MWh]	75.040
	3.573
Perdite per scia [%]	4,1%
Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	3.127
Fattore di capacità [-]	0,361
Produzione per m^2 [MWh/ m^2]	0,104

Tabella 6: Valori medi dei risultati per l'impianto eolico.

5.3 Impianto fotovoltaico

L'analisi di producibilità è stata effettuata considerando un impianto fotovoltaico installato nella località di Ceglie Messapica. L'area d'impianto è quella definita dal distanziamento delle turbine eoliche, pari a 720000 m². Si è deciso di studiare la producibilità energetica dei moduli fotovoltaici montati su struttura fissa e con inseguitori (tracker). La taglia degli impianti è definita a partire dall'area disponibile e dal corretto distanziamento fra le file di moduli fotovoltaici.

Per entrambe le configurazioni si sono utilizzate le stesse potenze nominali, perciò lo stesso numero di moduli e inverter.

5.3.1 Dati meteorologici impianto fotovoltaico con struttura fissa

Tramite il software *PVGIS* [31] si sono scaricati i dati meteorologici della località di interesse. Inserendo la latitudine e longitudine è possibile scaricare i dati orari delle componenti della radiazione solare e di altri parametri meteorologici come altezza solare, temperatura dell'aria e velocità del vento. È stato scelto il database *PVGIS-SARAH2*, database satellitare che copre Europa, Africa, la maggior parte dell'Asia, e parte del Sud America. Fornisce dati in un range temporale 2005-2020. I dati orari sono stati scaricati per gli anni fra il 2005 e il 2019 come per i dati del vento. Inoltre, *PVGIS* dà la possibilità di considerare l'orizzonte. Selezionando la casella "Orizzonte Calcolato" (Calculated horizon), la radiazione solare fornita nel dataset terrà conto della presenza di montagne o colline che possano bloccare la luce solare per periodi del giorno (far shading). Questo calcolo non tiene conto dell'ombreggiamento di oggetti vicini come case e alberi o del mutuo ombreggiamento fra file di pannelli (near shading).

Il software *PVGIS* per impianti fotovoltaici a struttura fissa, fornisce l'angolo di tilt ottimale nel range di anni considerato e nella località selezionata. Nel caso di Ceglie Messapica, tra il 2005 e il 2019, l'angolo ottimale di tilt fornito da *PVGIS* è 34°. L'azimut invece, è stato scelto pari a 0°, i pannelli sono rivolti verso il Sud. In generale, posizionare i moduli in direzione dell'equatore è la scelta che porta ad una maggiore produzione di energia elettrica.

I dati d'interesse che sono stati scaricati da *PVGIS* sono l'irradianza media oraria sul piano inclinato del collettore [W/m²] e la temperatura dell'aria [°C] su base oraria.

I valori dell'irradiazione globale sul piano inclinato dei moduli tra gli anni 2005 e 2019 sono riportati nel grafico seguente.

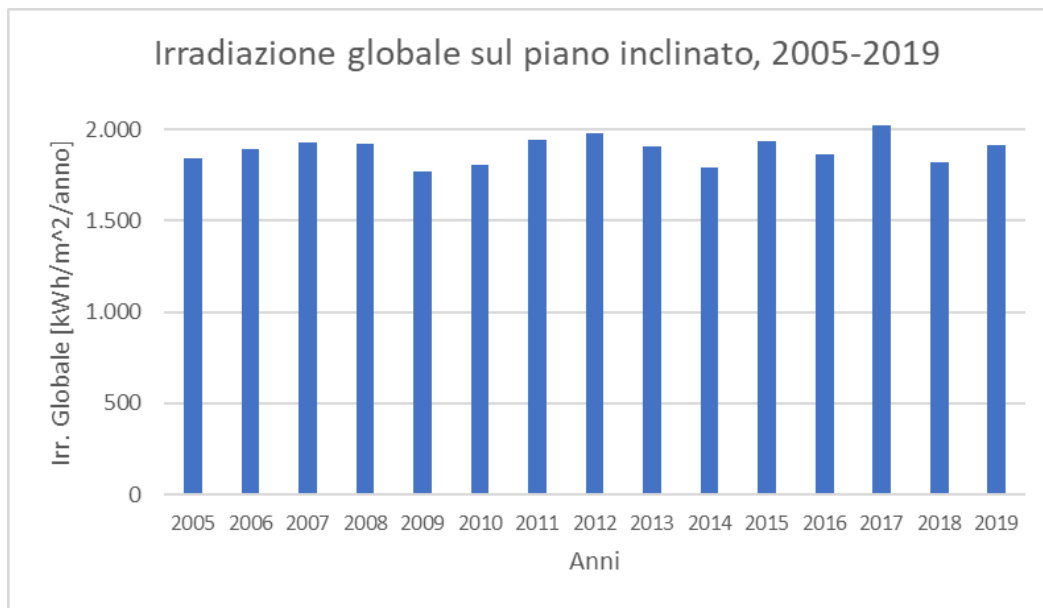


Figura 47: Irradiazione globale sul piano inclinato (34°), anni 2005-2019.

5.3.2 Dati meteorologici impianto fotovoltaico con struttura tracker

Per i dati meteorologici per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker si è utilizzato sempre *PVGIS* [31] e il database *PVGIS-SARAH2*. I moduli sono installati su una struttura tracker ad asse orizzontale N-S. Le file di moduli seguiranno il movimento del Sole da Est a Ovest. Dal software *PVGIS*, selezionando come tipo di struttura "inclined axis" (asse inclinato) e ponendo l'angolo di tilt uguale a 0° si avrà la configurazione ad asse orizzontale.

Anche in questo caso sono stati scaricati i dati orari per gli anni tra 2005 e 2019.

I valori dell'irradiazione globale sul piano dei moduli tra gli anni 2005 e 2019 sono riportati nel grafico seguente.

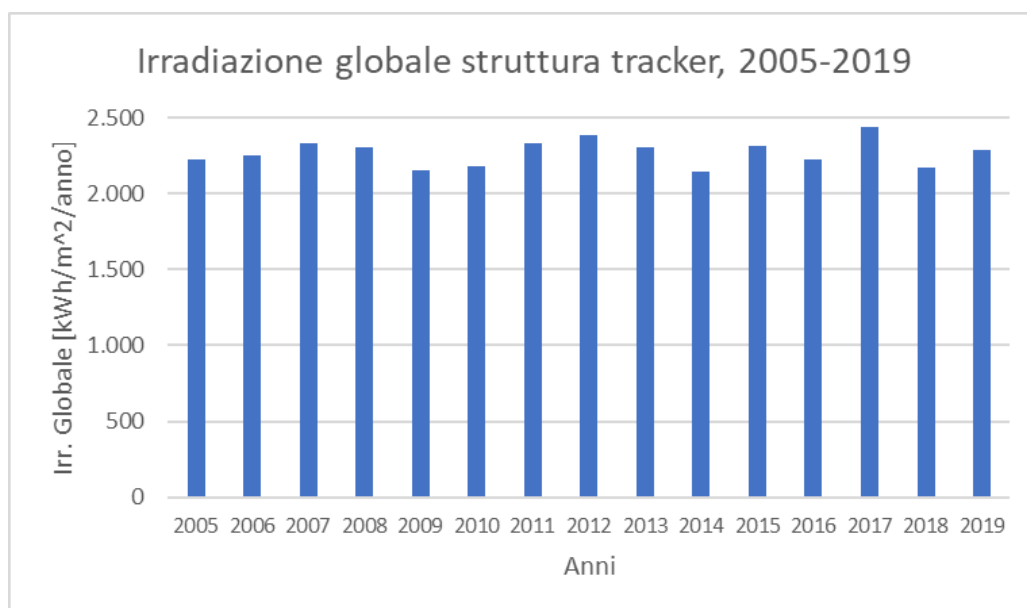


Figura 48: Irradiazione globale sulla struttura tracker, anni 2005-2019.

5.3.3 Scelta di moduli e inverter

I moduli fotovoltaici montati sulla struttura fissa o con inseguitori saranno gli stessi. Il confronto sarà principalmente su quanto possa incidere la struttura su cui sono montati i pannelli sulla producibilità. In seguito, il confronto sarà effettuato con l'impianto eolico in precedenza analizzato.

I moduli fotovoltaici scelti sono monofacciali e hanno le caratteristiche tecniche riportate in tabella [49].

Celle solari	m-Si
Potenza massima P_{nom} [W]	500
Tensione potenza massima V_{mpp} [V]	42,8
Corrente potenza massima I_{mpp} [A]	11,69
Tensione a circuito aperto V_{oc} [V]	51,7
Corrente di corto circuito [A]	12,28
Rendimento [%]	20,9
Temperatura d'esercizio [°C]	-40/+85
Coefficiente di temperatura della potenza massima [%/°C]	-0,36
NOCT [°C]	43±2
Riduzione potenza annuale [%/anno]	0,55

Tabella 7: Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici scelti.

Le dimensioni del modulo sono nella seguente tabella [49].

Dimensioni modulo	
Lunghezza [m]	2,176
Larghezza [m]	1,098
Spessore [mm]	35
Peso [kg]	26,3

Tabella 8: Dimensioni dei moduli fotovoltaici scelti.

Dimensionando l'impianto a partire dall'area disponibile, le dimensioni del modulo hanno influenza sulla taglia dell'impianto. Infatti, al variare di queste misure, cambierà il numero di moduli installati e il distanziamento fra le file.

I principali dati di targa e le dimensioni dell'inverter utilizzato sono presenti nella seguente tabella [50].

Potenza nominale AC [VA]	100.000
Tensione nominale AC [V]	400
Range tensione MPPT a piena potenza [V]	200-1000
Efficienza massima [%]	98,6
Efficienza europea [%]	98,4
Fattore di potenza	0,8
Temperatura esercizio [°C]	-25/+60
Dimensioni (L x A x P) [mm]	1035 x 700 x 365
Peso [kg]	90

Tabella 9: Dati di targa inverter scelto.

La scelta del modello e numero di inverter, e del numero di moduli in serie e parallelo, è stata fatta tramite il software PVsyst.

Tramite il software PVsyst si è fatto in modo che il numero di moduli in serie debba soddisfare le seguenti condizioni [51]:

- La tensione operativa minima dell'array (tensione alla temperatura operativa massima del modulo, 60°C) deve essere superiore alla tensione operativa minima dell'inverter (la V_{\min} dell'intervallo MPPT);
- La tensione operativa massima dell'array (tensione alla temperatura operativa minima del modulo, 20°C) deve rimanere al di sotto della tensione operativa massima dell'inverter (la V_{\max} dell'intervallo MPPT);
- La tensione assoluta massima dell'array (la tensione a vuoto V_{oc} alla temperatura minima, -10°C) deve rimanere al di sotto della tensione d'ingresso massima assoluta dell'inverter;
- La tensione assoluta massima dell'array (la tensione a vuoto V_{oc} alla temperatura minima, -10°C) non deve superare la tensione massima del sistema specificata per il modulo fotovoltaico utilizzato.

Quando la configurazione dell'array desiderata non corrisponde a questi requisiti, il software fornisce un messaggio di errore e il sistema non è dimensionato correttamente.

In PVsyst, il dimensionamento dell'inverter si basa su una perdita di sovraccarico (overload loss) accettabile durante il funzionamento. Si definisce il rapporto tra la potenza nominale dell'impianto e la potenza nominale in AC dell'inverter. Questo rapporto deve avere valori tra 1,0 e 1,1 e corrisponde ad un inverter leggermente sottodimensionato rispetto alla potenza nominale dell'impianto.

5.3.4 Layout impianto fotovoltaico con struttura fissa

I moduli fotovoltaici montati con strutture fisse a terra sono caratterizzati da tre parametri: l'angolo di tilt, l'angolo di azimut e la distanza fra le file (pitch). L'angolo di tilt ottimale è stato fornito da *PVGIS* ed è pari a 34° nella località selezionata e nei 15 anni considerati. L'angolo di azimut è stato posto uguale a 0°, i moduli sono rivolti verso Sud. La distanza fra le file è influenzata anche dal modo in cui i moduli sono "orientati", esistono due tipi di orientamento:

- Portrait: il modulo è montato con il lato corto parallelo al terreno;
- Landscape: il modulo è montato con il lato lungo parallelo al terreno.

I moduli sono considerati montati in portrait, con un solo modulo in altezza. In figura è mostrato in esempio una fila con sei moduli in portrait, con un modulo in altezza, con angolo di tilt 34° e azimut 0°.

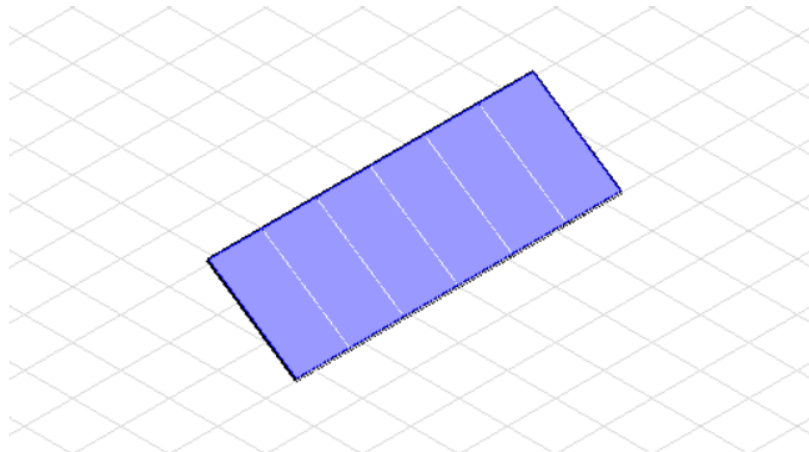


Figura 49: Moduli in configurazione portrait, rappresentato tramite PVsyst.

Per il calcolo della distanza minima tra file di moduli, si è considerato il caso del giorno del solstizio d'inverno, dove lo spazio per evitare mutuo ombreggiamento è massimo. La distanza minima fra le file è perciò calcolata con la seguente formula:

$$d_{min} = L \cdot \cos \beta + L \cdot \frac{\sin \beta}{\tan \alpha} \quad [m] \quad (34)$$

Dove:

- L è la lunghezza del modulo fotovoltaico [m], in questo caso 2,176 m
- β è l'angolo di tilt del modulo fotovoltaico [°];
- α è l'altezza solare [°] nel giorno del solstizio d'inverno a mezzogiorno (caso peggiore). L'altezza solare è l'angolo formato dai raggi solari con l'orizzontale. Da *PVGIS* è possibile avere i dati orari dell'altezza solare, nei 15 anni considerati è sempre circa 23,3°.

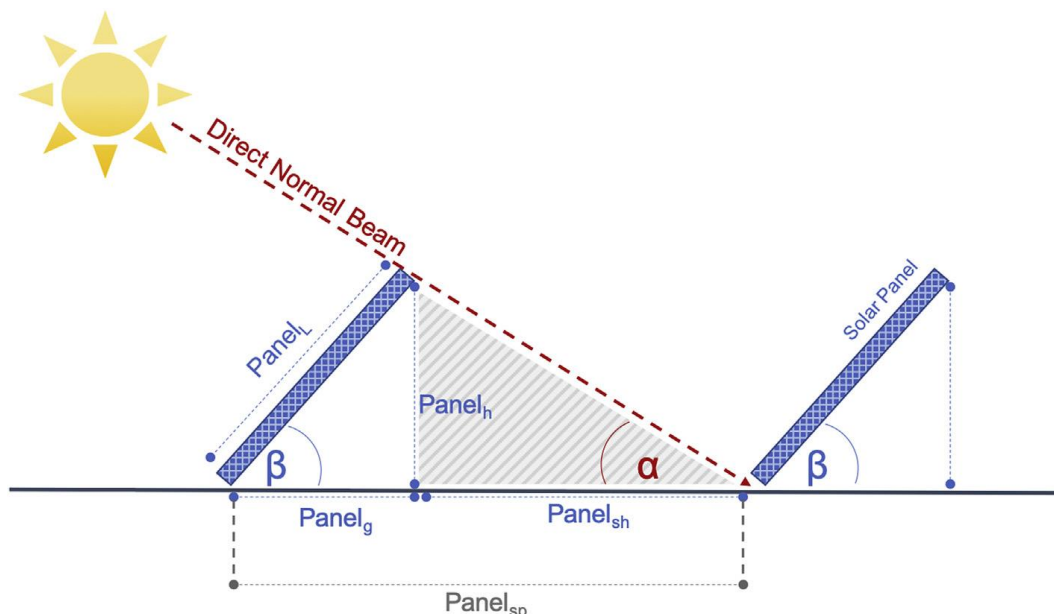


Figura 50: Distanziamento tra file di moduli, principali parametri per il calcolo della distanza minima [52].

La distanza minima tra le file è pertanto pari a 4,63 m. Tuttavia, per ulteriormente diminuire le perdite per mutuo ombreggiamento tra le file, la distanza considerata è stata pari a 6 m.

Con le dimensioni dell'area dell'impianto, le dimensioni del modulo scelto e la distanza fra le file è possibile definire la taglia dell'impianto.

Si sono utilizzati 105000 moduli, 538 moduli per 150 file e 540 moduli per altre 45 file.

Rispettando i parametri definiti nel precedente paragrafo si sono utilizzati 475 inverter collegati a stringhe con 10 moduli in serie. PVsyst consiglia, per questo tipo di inverter e moduli, di avere stringhe con un numero di moduli in serie fra 6 e 19. Il rapporto tra la potenza nominale dell'impianto e la potenza nominale in AC dell'inverter è 1,11, rientrando nei valori consigliati per evitare perdite di sovraccarico.

I principali parametri dell'impianto sono nella seguente tabella.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON STRUTTURA FISSA	
Potenza nominale moduli [W]	500
Numero moduli	105.000
Potenza nominale impianto [MW]	52,5
Angolo di tilt [°]	34
Angolo di azimut [°]	0
Distanza fra file [m]	6
Potenza nominale inverter [kVA]	100
Numero inverter	475
Potenza nominale inverter impianto [MVA]	47,5

Tabella 10: Parametri caratteristici dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

Un layout semplificato con 3 file da 10 moduli, rappresentato tramite PVsyst, è mostrato in figura.

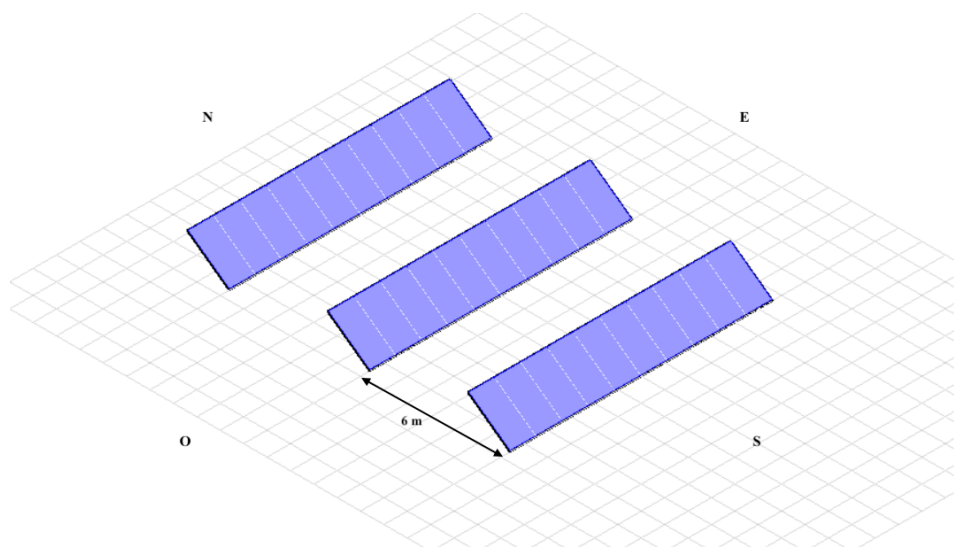


Tabella 11: Layout semplificato come esempio della disposizione delle file di moduli nell'impianto, rappresentato tramite PVsyst.

5.3.5 Layout impianto fotovoltaico con struttura tracker

I moduli fotovoltaici considerati sono montati con strutture tracker ad asse orizzontale N-S. Questi moduli sono in grado di seguire il movimento del Sole da Est a Ovest. Come per i moduli con struttura fissa, anche questi sono orientati in portrait con un modulo in altezza. In figura è mostrato in esempio una fila con sei moduli montati su struttura tracker, in portrait, con un modulo in altezza.

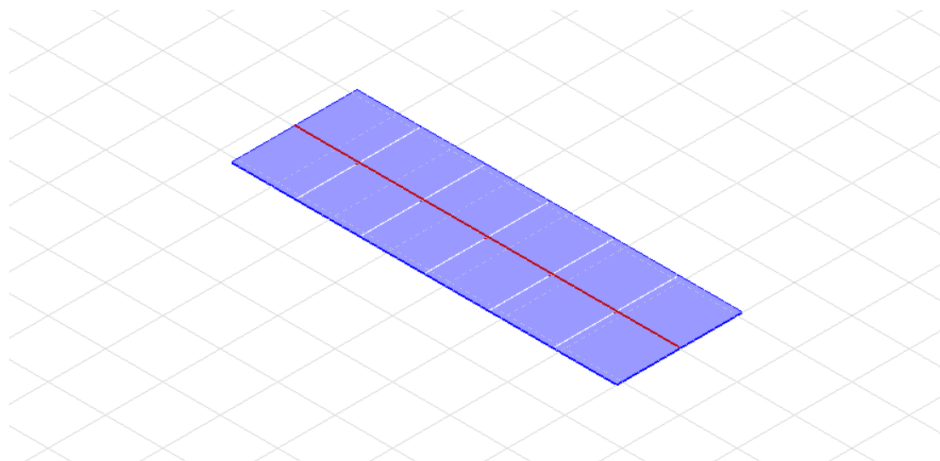


Figura 51: Moduli in portrait su struttura tracker, rappresentato tramite PVsyst

La distanza tra le file di moduli è stata mantenuta pari a 6 metri. Per il numero di moduli è stato utilizzato quello ricavato per i moduli su struttura fissa. Perciò anche in questo caso l'impianto è composto da 105000 moduli e 475 inverter.

I principali parametri dell'impianto sono nella seguente tabella.

IMPIANTO FOTOVOLTAICO CON STRUTTURA TRACKER	
Potenza nominale moduli [W]	500
Numero moduli	105.000
Potenza nominale impianto [MW]	52,5
Backtracking	SI
Distanza fra file [m]	6
Potenza nominale inverter [kVA]	100
Numero inverter	475
Potenza nominale inverter impianto [MVA]	47,5

Tabella 12: Parametri caratteristici dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

Un layout semplificato con 3 file da 10 moduli, rappresentato tramite PVsyst, è mostrato in figura.

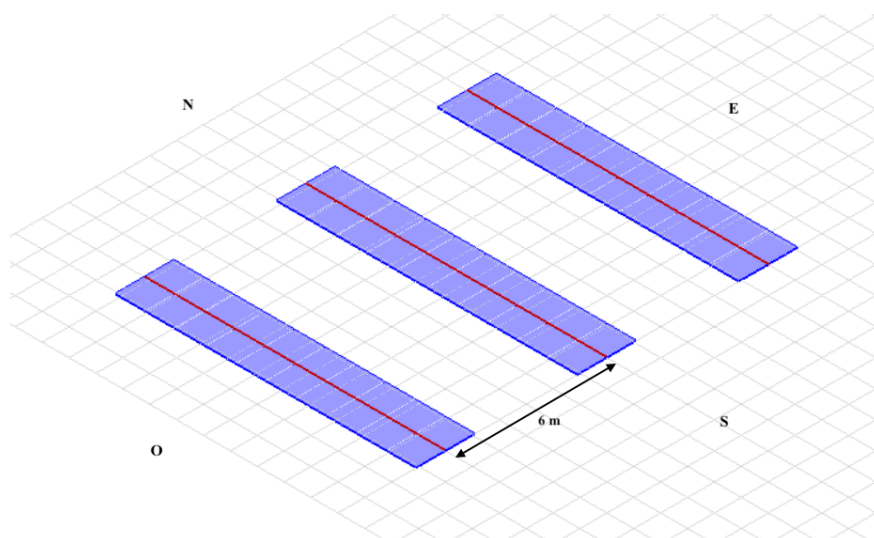


Tabella 13: Layout semplificato come esempio della disposizione delle file di moduli nell'impianto con inseguitori, rappresentato tramite PVsyst.

5.3.6 Calcolo della producibilità

La formula per calcolare la potenza prodotta dall'impianto in un determinato momento della giornata è:

$$P_{AC} = P_{STC} \cdot \frac{G}{G_{STC}} \cdot \eta_{lowG} \cdot \eta_{omb} \cdot \eta_{temp} \cdot \eta_{cavi} \cdot \eta_{mis} \cdot \eta_{s\&r} \cdot \eta_{inv} \cdot \eta_{MPPT} \cdot \eta_{DC/AC} \cdot \eta_{trasf} \quad [kW] \quad (35)$$

Dove:

- P_{AC} è la potenza prodotta in corrente alternata [kW];
- P_{STC} è la potenza nominale dell'impianto [kW] in STC;
- G è l'irradianza incidente sul modulo [kW/m^2] nell'istante considerato;
- G_{STC} è l'irradianza [kW/m^2] in STC, pari a $1 kW/m^2$;

- η_{lowG} calcolato come:

$$\eta_{lowG} = 1 - \frac{G_0}{G} \quad [-] \quad (36)$$

Dove G_0 è l'irradianza minima richiesta per produrre energia elettrica, considerata pari a 0,015 kW/m²;

- η_{omb} tiene conto del fenomeno di mutuo ombreggiamento fra le file di moduli (near shading). Le perdite per ombreggiamento sono state considerate come radiazione solare persa (deficit di irraggiamento). Per l'impianto fotovoltaico montato su struttura fissa, si sono considerate perdite del 2,5%. Questo valore è stato stimato tramite l'utilizzo del software PVsyst. Per impianti fotovoltaici con moduli su strutture tracker con backtracking si sono considerate perdite per ombreggiamento del 2,1%. Anche per questa configurazione le perdite sono state stimate tramite PVsyst.
- η_{temp} tiene conto della variazione delle performance del modulo al variare della temperatura della cella fotovoltaica. È calcolato come:

$$\eta_{temp} = 1 + \gamma_T \cdot (T_c - T_{STC}) \quad [-] \quad (37)$$

Dove γ_T è il coefficiente di temperatura della potenza pari a -0,36 %/°C per il modulo considerato. T_{STC} è la temperatura di cella in STC pari a 25°C. La T_c è la temperatura della cella in funzione della temperatura dell'aria e dell'irradianza reali. È calcolata tramite il metodo NOCT come spiegato nel capitolo 2.4 tramite la formula (14):

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W/m^2} \cdot G \quad [^\circ C]$$

- η_{cavi} tiene conto delle perdite nei cavi per effetto Joule, considerato pari a 0,99;
- η_{mis} tiene conto delle perdite di mismatch dovuto all'interconnessione di moduli con performance elettriche non identiche, considerato pari a 0,98;
- $\eta_{s\&r}$ tiene conto delle perdite per sporco e riflessione. Infatti, i moduli presentano il depositarsi di polvere, una buona manutenzione riduce di molto queste perdite. Altre perdite sono dovute al fenomeno della riflessione dato dal vetro frontale dei moduli; perciò, una parte dell'irradianza non raggiunge i moduli. Questo fattore, che considera entrambi i fenomeni, è stato posto pari a 0,95.
- η_{inv} tiene conto dell'invecchiamento dell'impianto. È calcolato come:

$$\eta_{inv} = 1 - \gamma_{inv\%} \cdot n \quad [-] \quad (38)$$

Dove n è il numero di anni passati dall'inizio dell'attività dell'impianto e $\gamma_{inv\%}$ è il fattore di invecchiamento pari a 0,55%/anno nel caso del modulo considerato. La produzione, perciò, diminuisce linearmente negli anni. Nei 15 anni considerati, la producibilità sarà considerata

sempre come se l'impianto fosse al primo anno di attività. Il fattore d'invecchiamento sarà utilizzato nell'analisi economica per valutare i ricavi dall'elettricità venduta durante la vita dell'impianto.

- η_{MPPT} tiene conto delle perdite di inaccuratezza del MPPT. Si è considerato pari a 0,99.
- $\eta_{DC/AC}$ è l'efficienza dell'inverter. Considera le perdite che avvengono nella conversione da corrente DC a AC. È stato considerato un inverter equivalente tramite un modello quadratico:

$$\eta_{DC/AC} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{DC,\%} - 0,1\% \cdot P_{inv,\%} - 0,015 \cdot P_{DC,\%}^2}{P_{DC,\%}} \quad [-] \quad (39)$$

P_{DC} è la potenza lato DC, P_{inv} è la potenza nominale dell'inverter. Questi termini sono stati considerati normalizzati rispetto alla potenza nominale dell'impianto.

- η_{trasf} tiene conto delle perdite nel trasformatore, considerato pari a 0,99.

Questo calcolo è riferito alla potenza prodotta in un certo istante.

Essendo interessati al calcolo dell'energia prodotta annualmente e avendo i dati dell'irradianza media incidente e della temperatura dell'aria su base oraria, si effettua il calcolo per ogni ora dell'anno, si sommano i risultati e si ottiene la produzione di energia in kWh/anno. Infatti, numericamente l'energia oraria corrisponde alla potenza media oraria, perché si considera un intervallo di tempo $\Delta t=1$ h. Tutti i parametri dipendenti da irradianza e temperatura dell'aria, saranno valutati anch'essi su base oraria. Inoltre, si definisce un ulteriore fattore di perdita riferito alla disponibilità dell'impianto:

$$AEP \text{ o } E_{AC} = \eta_{av} \cdot \sum_{t=1}^{8760} P_{AC}(t) \cdot \Delta t \quad \left[\frac{kWh}{anno} \right] \quad (40)$$

Dove:

- AEP o E_{AC} è la produzione annuale di energia dell'impianto [kWh/anno];
- η_{av} è il fattore di disponibilità (availability factor) e indica la percentuale di tempo in cui i moduli non sono disponibili a produrre energia. Per gli impianti fotovoltaici l'inattività dovuta a manutenzione è più ridotta rispetto ad impianti eolici. Per questa analisi si è utilizzato un valore pari al 98%.
- t rappresenta le ore dell'anno, al variare di t varieranno i parametri dipendenti da $G(t)$ e $T_{air}(t)$ e quindi varierà $P_{AC}(t)$. Per anni bisestili si considerano 8784 ore.
- Δt è pari ad 1 h, per calcolare l'energia prodotta in un'ora con potenza media oraria $P_{AC}(t)$.

A seguito del calcolo della AEP, si introducono diversi parametri:

- Il Reference Yield (o ore solari di picco):

$$Y_r = \frac{G_g}{G_{STC}} \quad \left[\frac{h}{anno} \right] \quad (41)$$

Dove G_g è l'irradiazione globale incidente sul piano del modulo [kWh/m²] in un determinato periodo di tempo e G_{STC} è l'irradianza in STC pari a 1 kW/m². Possono essere espresse in h/giorno, h/mese o h/anno.

- La producibilità specifica (o Final Yield):

$$Y_f = \frac{AEP}{P_{nom}} \left[\frac{kWh}{kWp \cdot anno} \right] \quad (42)$$

AEP è la produzione di energia annuale dell'impianto fotovoltaico [kWh/anno] e P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto fotovoltaico, in questo caso 52500 kW.

- Fattore di capacità, può essere calcolato come il rapporto tra la produzione di energia elettrica in un periodo (un anno in questo caso) e la massima produzione teorica nello stesso periodo:

$$C_f = \frac{AEP}{8760 \cdot P_{nom}} = \frac{Y_f}{8760} \quad [-] \quad (43)$$

8760 sono le ore in un anno [h/anno], in caso di anni bisestili sono state utilizzate 8784 ore.

- Performance Ratio (PR) è indice delle prestazioni di un sistema fotovoltaico, è calcolato come:

$$PR = \frac{AEP}{P_{nom} \cdot Y_r} \quad [-] \quad (44)$$

5.3.7 Risultati impianto fotovoltaico con struttura fissa

Nella seguente tabella sono riportati i valori dei parametri descritti in precedenza per ognuno dei 15 anni in esame per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

Anno	AEP [MWh/anno]	Y_r [h/anno]	Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità [-]	PR [-]
2005	75.994	1.843	1.448	0,165	0,785
2006	78.079	1.894	1.487	0,170	0,785
2007	79.253	1.929	1.510	0,172	0,782
2008	78.979	1.921	1.504	0,172	0,783
2009	72.879	1.772	1.388	0,158	0,783
2010	74.297	1.805	1.415	0,162	0,784
2011	79.732	1.939	1.519	0,173	0,783
2012	80.753	1.975	1.538	0,176	0,779
2013	78.191	1.904	1.489	0,170	0,782
2014	73.759	1.789	1.405	0,160	0,785
2015	79.629	1.937	1.517	0,173	0,783

2016	76.795	1.865	1.463	0,167	0,784
2017	82.991	2.025	1.581	0,180	0,781
2018	74.496	1.817	1.419	0,162	0,781
2019	78.637	1.917	1.498	0,171	0,781

Tabella 14: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa, anni 2005-2019.

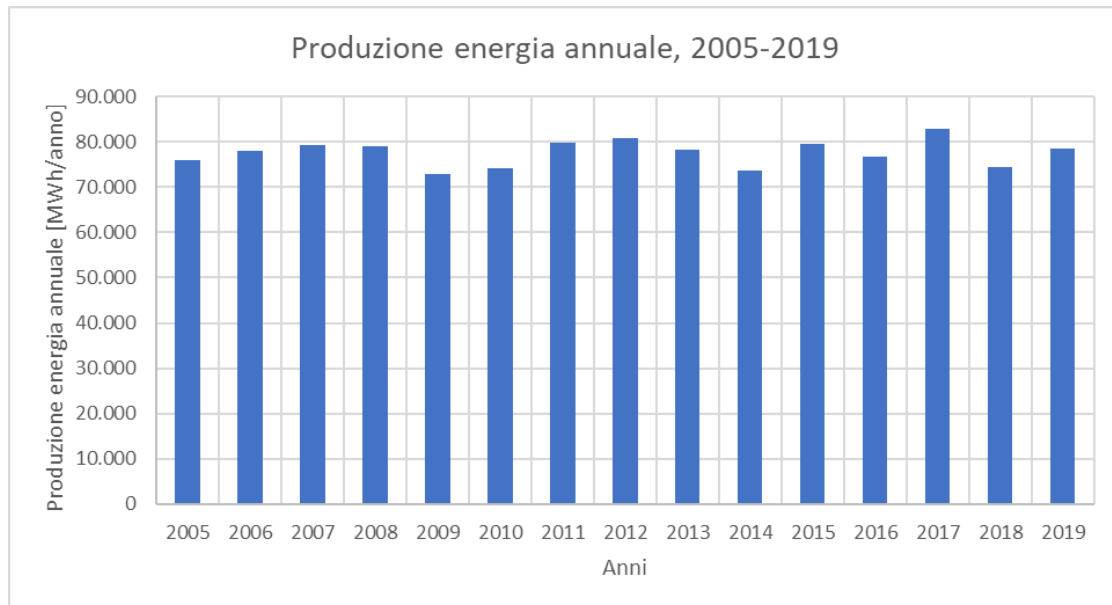


Figura 52: Produzione energia annuale impianto fotovoltaico con struttura fissa, 2005-2019.

Dopo aver caratterizzato la produzione di energia tra il 2005 e il 2019, si sono riportati i valori medi per l'intero impianto fotovoltaico. Per l'AEP è stata riportata la deviazione standard, che dà un'idea della variazione della producibilità energetica in questi 15 anni. Inoltre, lo scarto del valore medio dal minimo di AEP è del 6,1%, mentre lo scarto dal valore massimo è del 6,9%.

Si è calcolata anche la produzione per m^2 , come il rapporto tra la AEP e la superficie occupata dall'impianto ($720000 m^2$).

VALORI MEDI IMPIANTO FOTOVOLTAICO FISSO	
Potenza nominale [MW]	52,5
AEP netta [MWh/anno] e deviazione standard [MWh]	77.631
	2.863
Y_r [h/anno]	1.889
Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	1.479
Fattore di capacità [-]	0,169
PR [-]	0,783
AEP per m^2 [MWh/ m^2]	0,108

Tabella 15: Valori medi dei risultati per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

Il valore medio di PR rientra nel range previsto da impianti fotovoltaici. Infatti, tipicamente i valori di PR sono tra il 75% e 85%. Il fattore di capacità per impianti fotovoltaici può avere valori tra il 10-

25%, nel 2022 il fattore di capacità medio globale per impianti fotovoltaici “utility scale” è stato del 16,9% [48]. In questo impianto il fattore di capacità medio è del 16,9%, in linea con il valore medio globale.

5.3.8 Risultati impianto fotovoltaico con struttura tracker

Nella seguente tabella sono riportati i valori dei parametri descritti in precedenza per ognuno dei 15 anni in esame per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

Anno	AEP [MWh/anno]	Y_r [h/anno]	Produzione specifica Y_f [kWh/kWp/anno]	Fattore di capacità [-]	PR [-]
2005	91.711	2.223	1.747	0,199	0,786
2006	93.390	2.256	1.779	0,203	0,788
2007	96.212	2.334	1.833	0,209	0,785
2008	95.193	2.306	1.813	0,207	0,786
2009	89.018	2.157	1.696	0,194	0,786
2010	89.961	2.178	1.714	0,196	0,787
2011	96.459	2.336	1.837	0,210	0,787
2012	97.993	2.389	1.867	0,213	0,781
2013	94.949	2.304	1.809	0,206	0,785
2014	89.017	2.150	1.696	0,194	0,789
2015	95.486	2.315	1.819	0,208	0,786
2016	91.795	2.222	1.748	0,200	0,787
2017	100.250	2.439	1.910	0,218	0,783
2018	89.370	2.171	1.702	0,194	0,784
2019	94.314	2.288	1.796	0,205	0,785

Tabella 16: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker, anni 2005-2019.

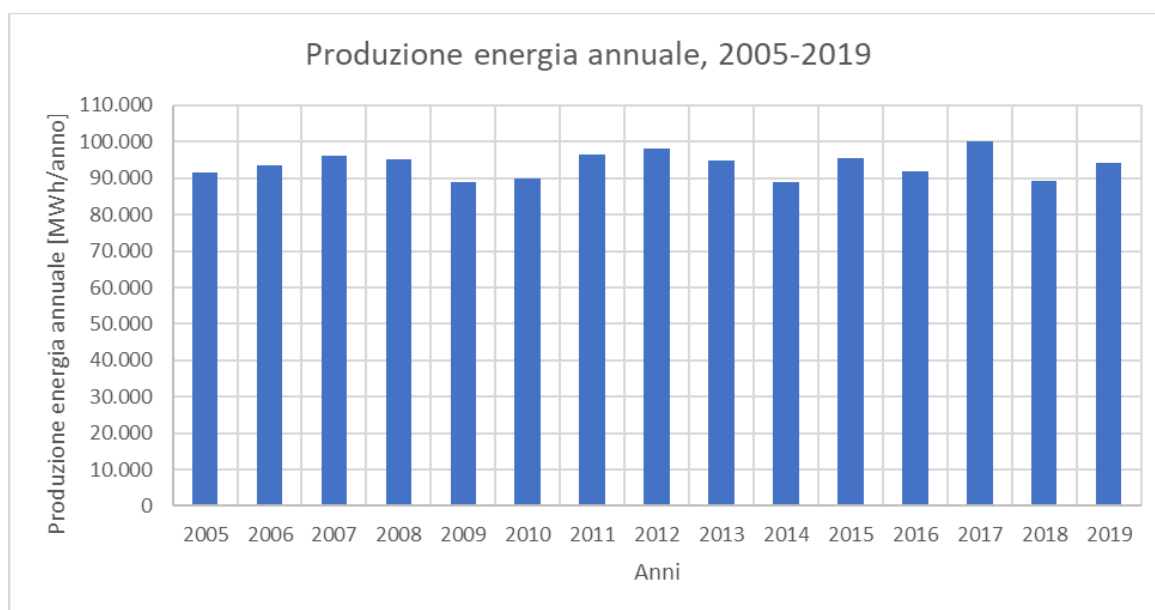


Figura 53: Produzione energia annuale impianto fotovoltaico con struttura tracker, 2005-2019.

Dopo aver caratterizzato la produzione di energia tra il 2005 e il 2019, si sono riportati i valori medi per l'intero impianto fotovoltaico. Per l'AEP è stata riportata la deviazione standard, che dà un'idea della variazione di producibilità energetica nei 15 anni analizzati. Inoltre, lo scarto del valore medio dal minimo di AEP è del 5%, mentre lo scarto dal valore massimo è del 7%.

Si è calcolata anche la produzione per m², come il rapporto tra la AEP e la superficie occupata dall'impianto (720000 m²).

VALORI MEDI IMPIANTO FOTOVOLTAICO TRACKER	
Potenza nominale [MW]	52,5
Produzione annuale [MWh/anno] e deviazione standard [MWh]	93.675
	3.452
Y _r [h/anno]	2.271
Produzione specifica Y _f [kWh/kWp/anno]	1.784
Fattore di capacità [-]	0,204
PR [-]	0,786
AEP per m ² [MWh/m ²]	0,130

Tabella 17: Valori medi dei risultati per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

Il PR è leggermente superiore a quello dell'impianto con strutture fisse. Il fattore di capacità invece è salito al 20,4%, questo è dovuto ad una maggiore producibilità specifica, l'impianto lavora di più a potenza nominale.

5.4 Confronto di producibilità

In tabella sono riportati i principali parametri di producibilità dell'impianto eolico, fotovoltaico con struttura fissa e struttura tracker.

	Impianto eolico	Impianto fotovoltaico struttura fissa	Impianto fotovoltaico struttura tracker
Potenza nominale [MW]	24	52,5	52,5
AEP [MWh/anno]	75.040	77.631	93.675
Deviazione standard AEP [MWh/anno]	3.573	2.863	3.452
Produzione specifica Y_f [kWh/kW/anno]	3.127	1.479	1.784
Fattore di capacità [-]	0,361	0,169	0,204
AEP per m ² [MWh/m ² /anno]	0,104	0,108	0,130

Tabella 18: Confronto dei risultati dell'analisi di producibilità energetica dei tre impianti.

Per l'impianto eolico si sono utilizzate delle turbine di grandi dimensioni, con potenza nominale di 6 MW. Questo ha permesso che la producibilità di questo impianto possa essere confrontabile con quella degli impianti fotovoltaici. Infatti, nonostante la potenza nominale sia meno della metà di quelli fotovoltaici, l'impianto eolico è in grado di lavorare per più ore alla potenza nominale. La producibilità specifica Y_f per l'eolico è più che doppia rispetto al fotovoltaico fisso e circa 1,7 volte quella del fotovoltaico tracker.

La località scelta presenta una buona risorsa del vento e una buona irradiazione solare, questo è confermato dai fattori di capacità valutati per ogni impianto. Per l'impianto eolico si ha un valore del 36,1% in linea con la media mondiale per eolico onshore (37%) e superiore alla media italiana (33%). Per il fotovoltaico a struttura fissa il fattore di capacità è pari al 16,9%, come la media mondiale per il fotovoltaico "utility-scale", mentre con la struttura tracker sale fino al 20,4%.

Un ultimo fattore di confronto è stato valutato come AEP per m² di terreno. Il terreno per tutti gli impianti è di 720000 m² e l'impianto a struttura tracker si dimostra quello che produce di più a parità di superficie. L'impianto eolico e fotovoltaico hanno valori molto simili, 0,104 e 0,108 MWh/m²/anno rispettivamente.

6. Analisi economica

Dopo aver studiato la producibilità energetica per l'impianto eolico e per gli impianti fotovoltaici con struttura fissa e con inseguitori, si conclude la trattazione con un'analisi economica.

Quest'analisi si basa su due parametri principali: il CAPEX (Capital Expenditure) e l'OPEX (Operating Expenditure).

Il CAPEX è l'investimento iniziale impiegato dall'azienda per la costruzione dell'impianto. L'OPEX considera i costi dovuti alla gestione e manutenzione dell'impianto.

Da questi due parametri sarà possibile analizzare la fattibilità economica degli impianti e confrontarne i flussi di cassa durante la vita degli impianti.

Per valutare questi parametri, si sono utilizzati valori medi su base nazionale o europea presentati da IRENA in "Renewable Power Generation Costs in 2022" [48].

Nei successivi paragrafi si presentano i parametri utilizzati per l'analisi economica e i risultati per ogni impianto.

6.1 Principali parametri per l'analisi economica

Come riportato in precedenza, i due parametri su cui si basa l'intera analisi economica sono il CAPEX e l'OPEX. Il CAPEX è stimato come:

$$CAPEX = (C_{TOT,Inst} \cdot P_{nom}) \cdot F_C + C_T \quad [€] \quad (45)$$

Dove:

- $C_{TOT,Inst}$ sono i costi totali di installazione [\$/kWp] disponibili per impianti eolici onshore e impianti fotovoltaici a terra in [48], questi costi comprendono tutti i costi per completare un progetto, da costi di installazione, connessione alla rete e sviluppo (valutazione impatto ambientale, costi di pianificazione, di progetto e del terreno);
- P_{nom} è la potenza nominale dell'impianto [kWp];
- F_C è il fattore di conversione da \$ a €, considerato pari a 0,93 (al 3/2/2024) [53];
- C_T è il costo del terreno [€]. Questo costo è stato considerato separatamente dai costi totali di installazione ed è uguale per entrambi gli impianti, avendo la stessa area. Si sono analizzati i Valori Agricoli Medi della regione Puglia messi a disposizione dall'Agenzia delle Entrate [54]. I dati più recenti disponibili sono del 2015 per la provincia di Brindisi e per il comune di Ceglie Messapica. Si è considerato un terreno agricolo classificato come "seminativo irriguo", il costo è di 11450 €/ha. Considerando i 72 ha in esame, il costo totale del terreno è di 824400 €.

Il CAPEX è stato considerato come coperto tutto e subito dall'azienda investitrice, senza considerare un appoggio ad una banca. Considerando un prestito dalla banca si dovrebbero valutare le rate del mutuo e il tasso di interesse. L'affiancamento ad una banca è quasi sempre favorevole perché permette di pagare meno il primo anno e di pagare a rate il restante del CAPEX. Inoltre, questo permette una riduzione delle tasse da pagare (tasso di deprezzamento, depreciation rate).

L'OPEX è stato stimato come valore percentuale del CAPEX. Infatti, per i costi di operazione e manutenzione dell'impianto in [48] non sono presenti valori medi europei o italiani ma solo valori medi per alcune nazioni. Perciò si sono utilizzati valori percentuali del CAPEX tipici per questi impianti. L'OPEX è dunque considerato un costo annuale fisso [€/anno].

Successivamente si definisce l'indice EBITDA (Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization, guadagni senza considerare gli interessi, le tasse, il deprezzamento e gli ammortamenti) calcolato come:

$$EBITDA = ricavi - OPEX \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (46)$$

Dove i ricavi sono derivati dalla vendita dell'elettricità in rete. Una modalità per la vendita dell'energia elettrica generata e immessa in rete è il Ritiro Dedicato (dal 1° gennaio 2008). Consiste nella cessione al GSE (Gestore dei Servizi Energetici) dell'elettricità immessa in rete dagli impianti che possiedono i requisiti per accedervi (su richiesta del produttore e in alternativa al libero mercato) [55]. Possono richiedere l'accesso al Ritiro Dedicato gli impianti di qualsiasi potenza che producono energia elettrica dalle fonti rinnovabili eolica, solare, geotermica, del moto ondoso e mareomotrice. Per gli impianti a fonte rinnovabile, incentivati e non, di potenza superiore a 1 MW, il prezzo riconosciuto è il Prezzo Zonale Orario. Questo è il prezzo che si forma sul mercato elettrico che varia in base all'ora d'immissione in rete e alla zona di mercato in cui si trova l'impianto [55].

Dal sito del GSE sono disponibili i prezzi medi mensili [€/MWh] per fascia oraria e zona di mercato relativi al contratto di dispacciamento di Ritiro Dedicato. Le fasce orarie sono tre (F1, F2, F3) a seconda degli orari giornalieri e giorni della settimana, la zona di mercato a cui appartiene la Puglia è quella denominata "Sud" [55]. Per avere un prezzo di vendita dell'elettricità realistico, si sono scaricati i prezzi medi mensili tra il 2019 e 2023. Il valore utilizzato è di 116,72 €/MWh, valore medio dei cinque anni considerati.

Anni	F1 [€/MWh]	F2 [€/MWh]	F3 [€/MWh]	Prezzo Medio annuale [€/MWh]
2019	49,90	49,28	41,16	46,78
2020	39,33	38,00	28,91	35,41
2021	126,18	121,04	105,89	117,70
2022	293,13	283,92	238,42	271,83
2023	120,89	114,08	100,62	111,86
Media nei 5 anni [€/MWh]				116,72

Tabella 19: Prezzi medi annuali elettricità per fascia oraria, calcolo del valore medio nei cinque anni considerati.

Dal 1° gennaio 2015, i produttori che aderiscono al Ritiro Dedicato, devono pagare al GSE una tariffa a copertura degli oneri di gestione, verifica e controllo (D.M. 24/12/2014) [55].

Gli impianti analizzati, dovranno tutti pagare il massimale di 10000 €/anno. Questi costi saranno inseriti nell'OPEX.

Nel caso considerato, dove l'azienda investitrice paga il CAPEX tutto e subito, EBITDA corrisponde al EBT (Earnings Before Taxes) o Utile Ante Imposte. L'Utile netto è calcolato come segue:

$$Utile = EBT - tasse \left[\frac{\text{€}}{\text{anno}} \right] \quad (47)$$

Dove le tasse sono pari al 24% dell'Utile Ante Imposte (Ires, Imposta sui redditi delle società) [56]. L'Ires colpisce il reddito prodotto dalle società e dagli enti. L'aliquota dell'imposta è stata ridotta dalla Legge di Stabilità del 2016, ed è passata dal 27,5% al 24% [57], valore confermato anche nel 2024.

L'utile netto è anche detto Cash Flow (flusso di cassa) e tramite questi valori si può calcolare il NPV (Net Present Value, Valore Attuale Netto):

$$NPV = -CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(Cash\ Flow)_t}{(1+i)^t} \quad [€] \quad (48)$$

Il NPV è dato dai flussi di cassa cumulati attualizzati. I flussi di cassa sono riportati al valore che avrebbero avuto al momento dell'investimento tramite il tasso di attualizzazione i (discount rate). Gli impianti eolici e fotovoltaici sono stati considerati come investimenti a basso rischio, si è utilizzato un tasso di attualizzazione del 4%. Inoltre, per entrambi gli impianti si è considerata una vita pari a $n=25$ anni.

Tramite il NPV è possibile valutare altri due parametri che permettono di decidere se un investimento è conveniente: il Pay Back Time (PBT, tempo di rientro dell'investimento) e l'Internal Rate of Return (IRR, tasso interno di ritorno). Il PBT è l'anno in cui il flusso di cassa cumulato inizia ad essere positivo ($NPV > 0$), ed è l'anno in cui l'impianto inizia a produrre guadagni.

L'IRR è definito matematicamente come il tasso di attualizzazione che rende il NPV di una serie di flussi di cassa pari a zero:

$$-CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(Cash\ Flow)_t}{(1+IRR)^t} = 0 \quad (49)$$

Per avere un impianto con profitti, l'IRR deve avere valori superiori al tasso di attualizzazione. Valori più alti di IRR indicano che il progetto è economicamente più vantaggioso.

Un ultimo parametro calcolato è il LCOE (Levelized Cost Of Electricity, costo livellato dell'elettricità):

$$LCOE = \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^n \frac{(OPEX)_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^n \frac{AEP_t}{(1+i)^t}} \quad \left[\frac{\text{€}}{kWh} \text{ o } \frac{\text{€}}{MWh} \right] \quad (50)$$

Perciò il LCOE è il valore attuale netto dell'elettricità prodotta da un impianto nel corso della sua vita. È dato dal rapporto tra il valore attualizzato dei costi e il valore attualizzato dell'energia elettrica che ci si aspetta di produrre nel corso della vita dell'impianto.

6.2 Impianto eolico

I parametri utilizzati per stimare il NPV per l'impianto eolico sono presentati in tabella.

Potenza impianto [kW]	24.000
Costi totali installazione [€/kW]	1.512,2
Costo terreno [€]	824.400
CAPEX [€]	37.116.720
OPEX [€/anno]	1.123.502
AEP [MWh/anno]	75.040
Perdite per invecchiamento impianto [%/anno]	1
Prezzo vendita elettricità [€/MWh]	116,72
Vita dell'impianto [anni]	25
Tasso di attualizzazione [%]	4

Tabella 20: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto eolico.

I costi totali d'installazione per l'impianto eolico sono stati valutati secondo i valori medi forniti da IRENA [48] riferiti al 2022. Nel caso di eolico onshore, fra il 1984 e il 2022 la media ponderata mondiale dei costi totali d'installazione è scesa del 74%, da 5496 \$/kW a 1274 \$/kW. In Europa nel 2022 la media ponderata è pari a 1626 \$/kW. Per l'Italia non sono presenti valori medi puntuali ma solo un grafico dell'andamento dei costi fra il 1984 e il 2022. Nel 2022 i costi totali d'installazione sono tra i 1000 e i 2000 \$/kW. Perciò si è ritenuto opportuno utilizzare il valore europeo in questa analisi. In tabella si è riportato questo valore convertito in €/kW.

L'OPEX invece è stato valutato pari al 3% del CAPEX più la tariffa annuale da pagare al GSE per il Ritiro Dedicato.

La vita dell'impianto eolico è stata considerata pari a 25 anni, ogni anno l'impianto subirà una riduzione della produzione di energia dovuta alle perdite per invecchiamento.

In seguito, si sono calcolati i flussi di cassa cumulati e attualizzati tramite un fattore di attualizzazione del 4%. In tabella e nel grafico sono riportati i valori del NPV per i 25 anni.

Anni	Cash Flow attualizzato [€/anno]	Cash Flow Cumulato e attualizzato (NPV) [€/anno]
0	-37.116.720	-37.116.720
1	5.388.831	-31.727.889
2	5.121.255	-26.606.634
3	4.866.290	-21.740.345
4	4.623.362	-17.116.983
5	4.391.922	-12.725.060
6	4.171.446	-8.553.614
7	3.961.433	-4.592.182
8	3.761.403	-830.778
9	3.570.901	2.740.123
10	3.389.488	6.129.611
11	3.216.748	9.346.359
12	3.052.282	12.398.641
13	2.895.708	15.294.349
14	2.746.663	18.041.012
15	2.604.800	20.645.811
16	2.469.786	23.115.597
17	2.341.304	25.456.901
18	2.219.052	27.675.953
19	2.102.741	29.778.694
20	1.992.094	31.770.787
21	1.886.848	33.657.635
22	1.786.750	35.444.385
23	1.691.562	37.135.947
24	1.601.052	38.736.999
25	1.515.003	40.252.002

Tabella 21: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto eolico.

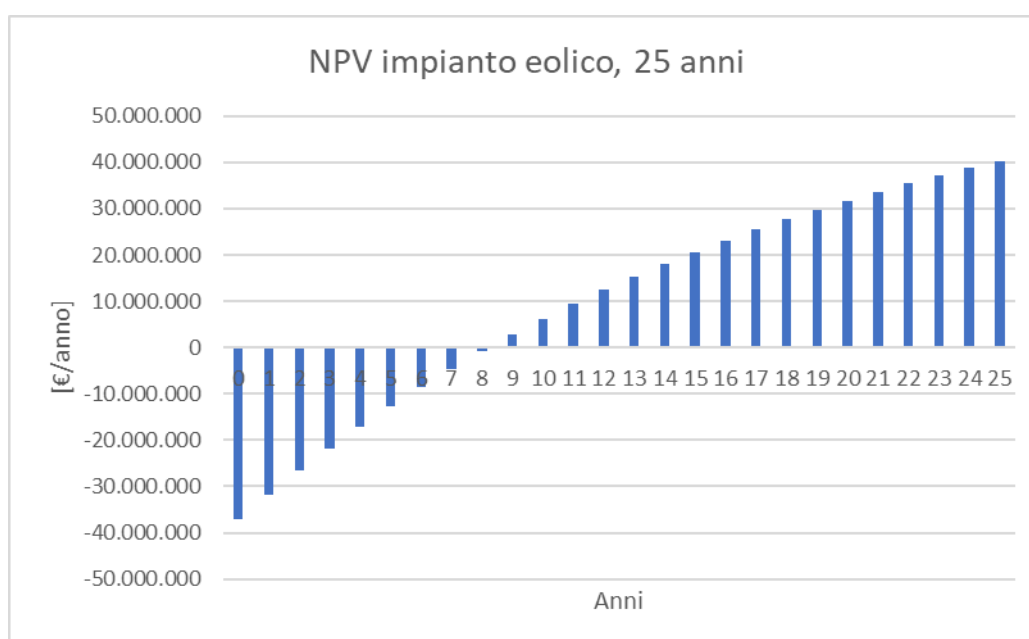


Figura 54: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto eolico.

A 25 anni di attività dell'impianto, il NPV₂₅ è superiore ai 40 M€, i guadagni attualizzati corrispondono al 108% dell'investimento iniziale.

Inoltre, il PBT è di 9 anni, dal nono anno infatti si inizia ad avere un guadagno all'interno del Cash Flow Cumulato dalla vendita di elettricità.

L'IRR è del 13,3% ed è superiore al tasso di attualizzazione utilizzato (4%), solo con un tasso del 13,3% l'impianto non produrrebbe guadagni nei 25 anni.

Infine, il LCOE è stato calcolato ed è pari a 53,05 €/MWh. Come riportato in [48] la media pesata del LCOE in Europa per eolico onshore è di 45 \$/MWh (41,79 €/MWh), valore inferiore a quanto calcolato per questo impianto.

6.3 Impianto fotovoltaico con struttura fissa

I parametri utilizzati per stimare il NPV per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa sono presentati in tabella.

Potenza impianto [kW]	52.500
Costi totali installazione [€/kW]	717,1
Costo terreno [€]	824.400
CAPEX [€]	38.468.475
OPEX [€/anno]	394.685
AEP [MWh/anno]	77.631
Perdite per invecchiamento impianto [%/anno]	0,55
Prezzo vendita elettricità [€/MWh]	116,72
Vita dell'impianto [anni]	25
Tasso di attualizzazione [%]	4

Tabella 22: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

Anche i costi totali d'installazione per l'impianto fotovoltaico sono stati valutati secondo i valori medi forniti da IRENA [48] riferiti al 2022. La media ponderata mondiale dei costi totali d'installazione per impianti fotovoltaici "utility-scale" è scesa del 84% fra il 2010 e il 2022, passando da 5124 \$/kW a 876 \$/kW. Per l'Italia è disponibile questo dato ed è pari a 771 \$/kW al 2022. In tabella si è riportato questo valore convertito in €/kW.

L'OPEX invece è stato valutato pari al 1% del CAPEX più la tariffa annuale da pagare al GSE per il Ritiro Dedicato. L'OPEX è minore rispetto ad un impianto eolico che generalmente richiede maggiori costi di manutenzione.

La vita dell'impianto eolico è stata considerata pari a 25 anni, ogni anno l'impianto subirà una riduzione della produzione di energia dovuta alle perdite per invecchiamento.

In tabella e nel grafico sono riportati i valori del NPV per i 25 anni.

Anni	Cash Flow attualizzato [€/anno]	Cash Flow Cumulato e attualizzato (NPV) [€/anno]
0	-38.468.475	-38.468.475
1	6.230.871	-32.237.604
2	5.956.554	-26.281.050
3	5.694.122	-20.586.928
4	5.443.065	-15.143.864
5	5.202.897	-9.940.967
6	4.973.151	-4.967.816
7	4.753.382	-214.434
8	4.543.161	4.328.726
9	4.342.079	8.670.806
10	4.149.745	12.820.551
11	3.965.782	16.786.333
12	3.789.832	20.576.165
13	3.621.550	24.197.715
14	3.460.606	27.658.321
15	3.306.685	30.965.006
16	3.159.485	34.124.491
17	3.018.717	37.143.208
18	2.884.103	40.027.311
19	2.755.378	42.782.690
20	2.632.289	45.414.979
21	2.514.593	47.929.572
22	2.402.056	50.331.628
23	2.294.456	52.626.083
24	2.191.579	54.817.662
25	2.093.222	56.910.884

Tabella 23: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

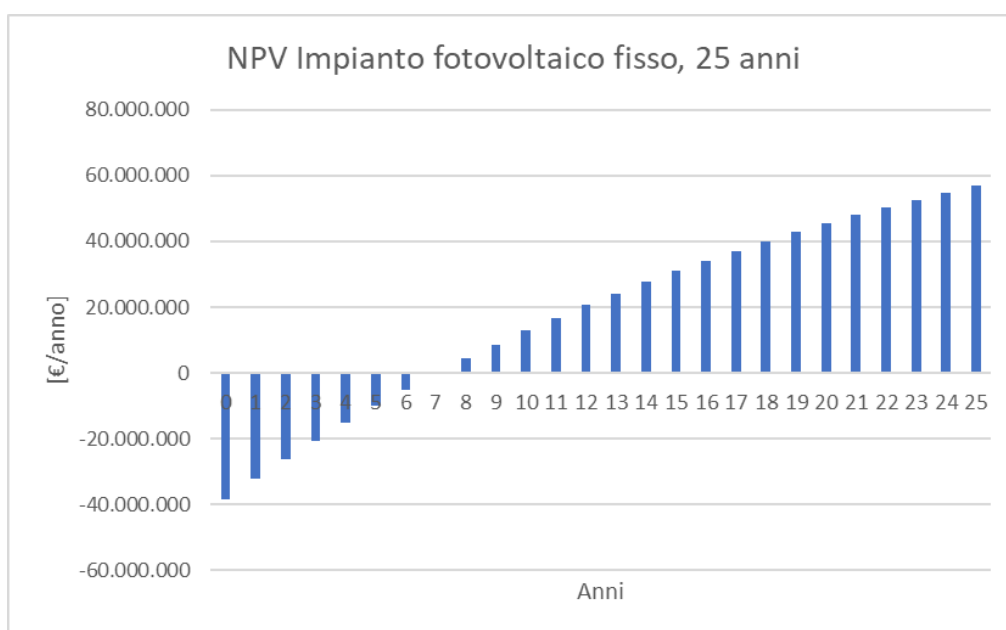


Figura 55: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.

A 25 anni di attività dell'impianto, il NPV₂₅ è di circa 57 M€, i guadagni attualizzati corrispondono a circa il 148% dell'investimento iniziale.

Inoltre, il PBT è di 8 anni, dall'ottavo anno infatti si inizia ad avere un guadagno all'interno del Cash Flow Cumulato dalla vendita di elettricità.

L'IRR è del 15,8% ed è superiore al tasso di attualizzazione utilizzato (4%). L'impianto si può considerare come un investimento profittevole.

Infine, il LCOE è stato calcolato ed è pari a 40,33 €/MWh. Come riportato in [48] la media pesata del LCOE nel mondo per fotovoltaico "utility-scale" è di 49 \$/MWh (45,51 €/MWh), valore superiore a quanto calcolato per questo impianto.

6.4 Impianto fotovoltaico con struttura tracker

I parametri utilizzati per stimare il NPV per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker sono presentati in tabella.

Potenza impianto [kW]	52.500
Costi totali installazione [€/kW]	788,7
Costo terreno [€]	824.400
CAPEX [€]	42.232.883
OPEX [€/anno]	854.658
AEP [MWh/anno]	92.738,25
Perdite per invecchiamento impianto [%/anno]	0,55
Prezzo vendita elettricità [€/MWh]	116,72
Vita dell'impianto [anni]	25
Tasso di attualizzazione [%]	4

Tabella 24: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

In [48] non è presente una distinzione dei costi fra impianti a struttura fissa o tracker, ma appunto una media pesata. Si è deciso di considerare un aumento del CAPEX del 10% rispetto all'impianto con struttura fissa e di considerare l'OPEX pari al 2% del CAPEX più la tariffa annuale da pagare al GSE per il Ritiro Dedicato. Le strutture con inseguitori presentano tecnologie più costose e necessitano di una maggiore manutenzione.

La vita dell'impianto eolico è stata considerata pari a 25 anni, ogni anno l'impianto subirà una riduzione della produzione di energia dovuta alle perdite per invecchiamento.

In tabella e nel grafico sono riportati i valori del NPV per i 25 anni.

Anni	Cash Flow attualizzato [€/anno]	Cash Flow Cumulato e attualizzato (NPV) [€/anno]
0	-42.232.883	-42.232.883
1	7.242.081	-34.990.801
2	6.921.707	-28.069.094
3	6.615.264	-21.453.830
4	6.322.155	-15.131.675
5	6.041.806	-9.089.869
6	5.773.670	-3.316.199
7	5.517.223	2.201.023
8	5.271.961	7.472.984
9	5.037.404	12.510.388
10	4.813.091	17.323.479
11	4.598.581	21.922.060
12	4.393.452	26.315.512
13	4.197.300	30.512.812
14	4.009.737	34.522.548
15	3.830.392	38.352.941
16	3.658.912	42.011.853
17	3.494.957	45.506.810
18	3.338.201	48.845.011
19	3.188.333	52.033.343
20	3.045.055	55.078.398
21	2.908.082	57.986.480
22	2.777.141	60.763.621
23	2.651.970	63.415.591
24	2.532.320	65.947.911
25	2.417.950	68.365.861

Tabella 25: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

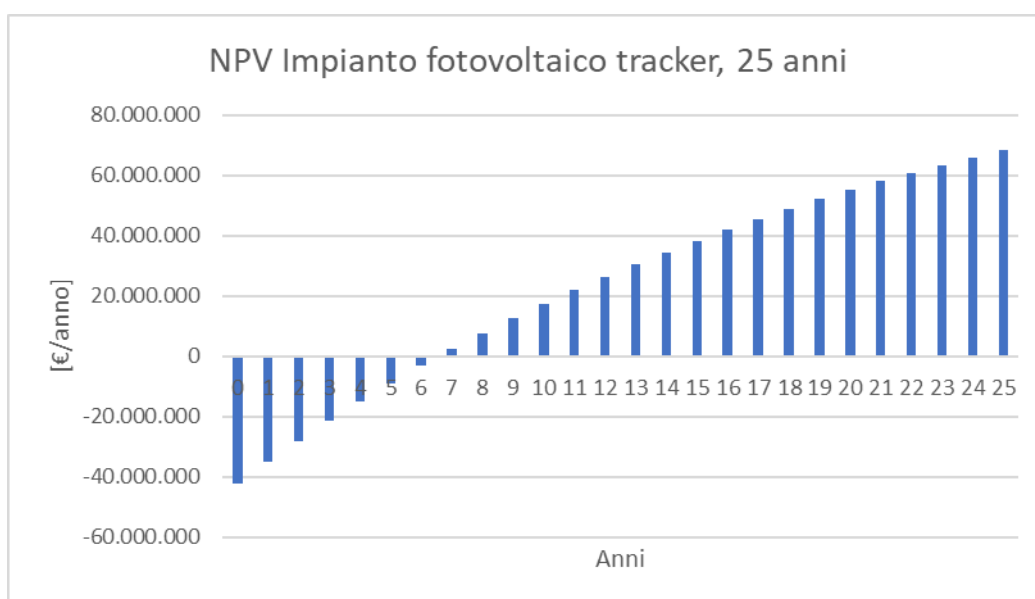


Figura 56: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.

A 25 anni di attività dell'impianto, il NPV₂₅ è di circa 68 M€, i guadagni attualizzati corrispondono a circa il 161% dell'investimento iniziale.

Inoltre, il PBT è di 7 anni. L'IRR è del 15,8% ed è superiore al tasso di attualizzazione utilizzato (4%). L'impianto si può considerare come un investimento profittevole.

Infine, il LCOE è stato calcolato ed è pari a 41,52 €/MWh.

6.5 Confronto tra impianto eolico e fotovoltaico (con struttura fissa e tracker)

I principali parametri caratterizzanti dell'analisi economica per gli impianti considerati sono riportati in tabella.

	Impianto eolico	Impianto fotovoltaico struttura fissa	Impianto fotovoltaico struttura tracker
CAPEX [€]	37.116.720	38.468.475	42.232.883
OPEX [€/anno]	1.123.502	394.685	854.658
NPV ₂₅ [€]	40.252.002	56.910.884	68.365.861
PBT [anni]	9	8	7
IRR [%]	13,3	15,8	16,8
LCOE [€/MWh]	53,05	40,33	41,52

Tabella 26: Confronto dei risultati dell'analisi economica dei tre impianti.

Tramite [48] si è stimato per ogni impianto il CAPEX, l'impianto eolico necessita di un investimento iniziale minore, a fronte di una potenza nominale più che dimezzata rispetto agli impianti fotovoltaici. L'impianto fotovoltaico con struttura tracker invece, necessita dell'investimento maggiore, si è supposto che il CAPEX fosse il 10% superiore a quello per l'impianto con struttura fissa a causa dei costi aggiuntivi della struttura mobile. L'OPEX è molto differente per i tre impianti, per l'impianto eolico si è considerato un 3% del CAPEX mentre per l'impianto fotovoltaico fisso l'1% e con inseguitori solari il 2% del CAPEX. Le turbine eoliche, infatti, necessitano di una maggiore manutenzione dovuta ai guasti del gearbox e delle pale. Per motivi similari l'impianto tracker presenta un OPEX superiore a quello fisso.

Tutti gli impianti si presentano come investimenti profittevoli. IL NPV₂₅ è positivo per i tre sistemi e il PBT è tra i 7 e i 9 anni, perciò prima della metà della vita degli impianti (25 anni). Anche l'IRR presenta valori ottimi, se l'IRR è maggiore del tasso di attualizzazione (discount rate), l'impianto produrrà profitto. Il tasso di attualizzazione utilizzato è del 4%, l'IRR dei tre impianti è ampiamente superiore e conferma la bontà di questi investimenti.

Infine, il LCOE si è stimato, l'impianto con struttura fissa presenta il minore LCOE, dovuto ad una buona producibilità ma soprattutto ai costi annuali inferiori rispetto agli altri due sistemi.

7. Conclusioni

Lo studio affrontato in questa tesi analizza la possibile producibilità energetica di un impianto eolico e di sistemi fotovoltaici fissi o ad inseguimento solare su un terreno delle stesse dimensioni. La località per l'analisi degli impianti è stata opportunamente scelta ed è in Puglia, a Ceglie Messapica (BR).

Si considera un terreno rettangolare di 72 ha, dimensionato dal distanziamento di quattro turbine eoliche di 6 MW disposte ai vertici. Perciò l'impianto eolico risulta essere con potenza nominale di 24 MW.

Gli impianti fotovoltaici presentano una potenza nominale più che doppia, di 52,5 MW. Per entrambi si utilizzano moduli fotovoltaici con potenza nominale di 500 W e distanziamento tra le file dei moduli di 6 m.

In una località come Ceglie Messapica, che presenta ottime risorse del vento e del Sole, l'impianto eolico risulta produrre meno energia annualmente rispetto agli impianti fotovoltaici. Anche economicamente risulta un investimento meno vantaggioso, in quanto meno elettricità è venduta alla rete e i costi annuali di operazione e manutenzione sono più alti rispetto al fotovoltaico.

L'impianto fotovoltaico a struttura fissa si presenta come il caso intermedio. La produzione annuale di energia è simile e leggermente superiore a quella dell'impianto eolico ma presenta costi annuali pari a circa un terzo.

L'investimento più vantaggioso risulta essere l'impianto fotovoltaico con inseguitori solari. L'AEP è maggiore di circa il 20% rispetto alle altre due configurazioni. I costi totali di installazione e manutenzione sono maggiori rispetto alla configurazione fissa ma i guadagni derivati dalla vendita dell'elettricità sono molto superiori. Il NPV₂₅ a fine vita dell'impianto risulta essere più di 68 M€, presentandosi come investimento migliore.

L'analisi economica è stata eseguita tramite i valori medi forniti da IRENA per il 2022 e si è considerata l'azienda investitrice come in grado di pagare tutti i costi di installazione subito. Perciò la profittabilità di un impianto può dipendere dalla disponibilità economica dell'azienda e da fattori che influenzano i costi di installazione e manutenzione.

Inoltre, è da considerare che in queste analisi la maggior parte della superficie di terreno per l'impianto eolico è inutilizzata e utile solo per distanziare le turbine. È possibile associare attività come l'agricoltura o l'allevamento, oppure coprire quest'area con moduli fotovoltaici. Anche nel caso degli impianti fotovoltaici, se le file di moduli sono opportunamente distanziate e sollevate dal terreno, è possibile l'attività agricola.

Indice figure

Figura 1: Spettro elettromagnetico della radiazione solare extra atmosferica e approssimazione del corpo nero a 5800 K [1].	5
Figura 2: Assorbimento della radiazione solare a diverse lunghezze d'onda a seconda delle molecole nell'atmosfera [2].	6
Figura 3: Diverse distribuzioni spettrali della radiazione solare al variare dell' AM [4].	7
Figura 4: Piranometro [5].	8
Figura 5: Pireliometro [5].	8
Figura 6: Confronto fra le bande energetiche di conduttori, semiconduttori e isolanti.	9
Figura 7: Circuito equivalente di una cella solare [3].	10
Figura 8: Curva corrente-tensione (I-U) e curva di potenza (P-U) di una cella solare [4].	12
Figura 9: Curva I-U al variare dell'irradianza [3].	13
Figura 10: Curva I-U al variare della temperatura [3].	13
Figura 11: Composizione di un modulo fotovoltaico [3].	16
Figura 12: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura fissa [7].	18
Figura 13: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura con inseguitori solari ad asse singolo [8].	19
Figura 14: Impianto fotovoltaico con moduli montati su struttura con inseguitori solari ad asse doppio [8].	19
Figura 15: Curve efficienza di MPPT e DC/AC [3].	21
Figura 16: Celle di circolazione dell'aria [11].	22
Figura 17: Turbolenza del vento generata da un ostacolo [13].	23
Figura 18: Curva di potenza di una turbina eolica e l'identificazione delle diverse regioni [14].	26
Figura 19: Confronto C_p tra i diversi design di turbine eoliche [15].	27
Figura 20: Componenti principali di una turbina eolica ad asse orizzontale [16].	28
Figura 21: Diametro rotor delle più grandi turbine eoliche tra 2010 e 2021 [22].	32
Figura 22: Turbina ad asse verticale, Darrieus [23].	32
Figura 23: Capacità [GW] globale di eolico cumulata tra il 2001 e il 2022 [25].	35
Figura 24: Capacità [MW] globale di fotovoltaico cumulato tra il 2000 e il 2022 [26].	35

Figura 25: Percentuale di elettricità generata da fonti rinnovabili nel mondo tra il 2007 e il 2022 [28].	36
Figura 26: Confronto del LCOE di diverse risorse energetiche nel corso degli anni [29].	37
Figura 27: Valori della velocità media del vento a 100 m dal terreno in Italia [30].	38
Figura 28: Irradiazione globale annuale in Italia [31].	39
Figura 29: Mappa delle aree idonee per nuove installazioni eoliche onshore, suddivisa per fasce di producibilità specifica annua teorica [33].	40
Figura 30: Percentuale di aree agricole (prive di vincoli di non idoneità) rispetto alla superficie comunale [33].	40
Figura 31: Ubicazione degli impianti da analizzare [36].	41
Figura 32: Velocità media annuale del vento a 100 m.	42
Figura 33: Distribuzione di frequenza del vento a 100 m tra gli anni 2005 e 2019.	43
Figura 34: Rosa dei venti riferita al TMY 2005-2020 della località scelta.	44
Figura 35: Curva di potenza della turbina eolica.	46
Figura 36: Lunghezza di rugosità nella regione Puglia [30].	47
Figura 37: Velocità media del vento a 155 m tra il 2005 e il 2019.	47
Figura 38: Distribuzione di frequenza del vento a 155 m tra gli anni 2005 e 2019.	48
Figura 39: Disposizione turbine eoliche, tramite PVsyst.	49
Figura 40: Disposizione turbine eoliche, visione dall'alto.	49
Figura 41 Curva coefficiente di spinta	52
Figura 42: Modello di Jensen per la scia singola [46].	53
Figura 43: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da N (sinistra) e NNO (destra), utilizzando il modello di Jensen.	55
Figura 44: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da NO (sinistra) e NOO (destra), utilizzando il modello di Jensen.	56
Figura 45: Rappresentazione delle scie dei venti provenienti da O utilizzando il modello di Jensen.	56
Figura 46 Produzione energia annuale impianto eolico, 2005-2019.	57
Figura 47: Irradiazione globale sul piano inclinato (34°), anni 2005-2019.	60
Figura 48: Irradiazione globale sulla struttura tracker, anni 2005-2019.	60
Figura 49: Moduli in configurazione portrait, rappresentato tramite PVsyst.	63

Figura 50: Distanziamento tra file di moduli, principali parametri per il calcolo della distanza minima [52].	64
Figura 51: Moduli in portrait su struttura tracker, rappresentato tramite PVsyst	65
Figura 52: Produzione energia annuale impianto fotovoltaico con struttura fissa, 2005-2019.	70
Figura 53: Produzione energia annuale impianto fotovoltaico con struttura tracker, 2005-2019.	71
Figura 54: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto eolico.	78
Figura 55: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.	80
Figura 56: Flusso di cassa cumulato e attualizza per i 25 anni di vita dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.	82

Indice tabelle

Tabella 1: Dati relativi all'ubicazione degli impianti da analizzare.	41
Tabella 2: Caratteristiche tecniche turbina eolica utilizzata.....	45
Tabella 3: Perdite per scia di ogni turbina eolica a seconda della direzione del vento.	54
Tabella 4: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto eolico, anni 2005-2019.	57
Tabella 5: Valori medi dei risultati per le quattro turbine eoliche.....	58
Tabella 6: Valori medi dei risultati per l'impianto eolico.	58
Tabella 7: Caratteristiche tecniche moduli fotovoltaici scelti.....	61
Tabella 8: Dimensioni dei moduli fotovoltaici scelti.....	61
Tabella 9: Dati di targa inverter scelto.....	62
Tabella 10: Parametri caratteristici dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.....	64
Tabella 11: Layout semplificato come esempio della disposizione delle file di moduli nell'impianto.	65
Tabella 12: Parametri caratteristici dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.....	66
Tabella 13: Layout semplificato come esempio della disposizione delle file di moduli nell'impianto con inseguitori.....	66
Tabella 14: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa, anni 2005-2019.....	70
Tabella 15: Valori medi dei risultati per l'impianto fotovoltaico con struttura fissa.....	70
Tabella 16: Risultati dell'analisi di producibilità per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker, anni 2005-2019.....	71
Tabella 17: Valori medi dei risultati per l'impianto fotovoltaico con struttura tracker.....	72
Tabella 18: Confronto dei risultati dell'analisi di producibilità energetica dei tre impianti.....	73
Tabella 19: Prezzi medi annuali elettricità per fascia oraria, calcolo del valore medio nei cinque anni considerati.....	75
Tabella 20: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto eolico.....	77
Tabella 21: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto eolico.....	78
Tabella 22: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.	79
Tabella 23: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto fotovoltaico con struttura fissa.....	80

Tabella 24: Parametri utilizzati nell'analisi economica dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.....	81
Tabella 25: Cash Flow attualizzato e NPV dell'impianto fotovoltaico con struttura tracker.	82
Tabella 26: Confronto dei risultati dell'analisi economica dei tre impianti.	83

Bibliografia e sitografia

- [1] Total Solar Eclipse 2017. Mayo L., “What color is the Sun?”. <https://eclipse2017.nasa.gov/what-color-sun> (visitato nel 11/2023)
- [2] Climate Science Investigations South Florida - Energy: the driver of climate. <https://www.ces.fau.edu/nasa/module-2/how-greenhouse-effect-works.php> (visitato nel 11/2023)
- [3] Spertino F., “Solar Photovoltaic Systems”, dispense dell’insegnamento, corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, A.a 2021-2022.
- [4] Bowden S.G., Honsberg C.B., “Photovoltaics Education Website,” URL: www.pveducation.org, 2019. (visitato nel 11/2023)
- [5] Dal Pai A, Escobedo JF, Martins D, Teramoto ET. ‘ “Analysis of hourly global, direct and diffuse solar radiations attenuation as a function of optical air mass”. Energy Procedia, Volume 57, 2014, pages 1060–9.
- [6] Patel M.R. and Beik O., “Wind and Solar Power Systems: Design, Analysis, and Operation” (3rd edition), 2021, CRC Press.
- [7] PVcase. Fixed tilt vs tracker system comparison for ground-mounted PV systems. <https://pvcase.com/blog/fixed-tilt-vs-tracker-system-comparison-for-ground-mounted-pv-systems/> (visitato nel 12/2023)
- [8] Solar Power World. <https://www.solarpowerworldonline.com/> (visitato nel 1/2024)
- [9] Florida Solar Energy Center. Types of PV systems. https://www.fsec.ucf.edu/en/consumer/solar_Electricity/basics/types_of_pv.htm (visitato nel 11/2023)
- [10] Breeze, P. “Wind power generation”, 2015, Elsevier Science & Technology.
- [11] NASA Earth Observatory. Voiland A., “Earth Matters”. <https://earthobservatory.nasa.gov/blogs/earthmatters/2017/07/> (visitato nel 11/2023)
- [12] Bracco G., Spertino F., “Wind and Ocean Energy Plant”, dispense dell’insegnamento, corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare, Politecnico di Torino, A.a 2022-2023.
- [13] Dutton A.G., Halliday J., Blanch MJ. 2005. “The Feasibility of Building-Mounted/Integrated Wind Turbines (BUWTs): Achieving their potential for carbon emission reductions”. Final Report of Carbon Trust Contract. 2002-07-028-1-6.
- [14] A. Cooperman, M. Martinez, “Load monitoring for active control of wind turbines”. Renewable and Sustainable Energy Reviews. Volume 41, 2014, pages 189-201.
- [15] M.A Al -Rawajfeh, M.R. Gomaa, “Comparison between horizontal (HAWT) and vertical axis wind turbine (VAWT)”, IJAPE, Volume 12, 2023, pages 13-23.

- [16] Suvire, G. O. (Ed.). (2011). "Wind Farm - Technical Regulations, Potential Estimation and Siting Assessment". InTech.
- [17] Gkantou, M.; Rebelo, C.; Baniotopoulos, C. "Life Cycle Assessment of Tall Onshore Hybrid Steel Wind Turbine Towers". *Energies* **2020**, *13*, 3950.
- [18] N. M. Nasab, J. Kilby and L. Bakhtiaryfarid, "Effect of Number of Blades on Generating Power In Wind Turbines," *2019 29th Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, Nadi, Fiji, 2019, pp. 1-6.
- [19] Jha AR. "Wind Turbine Technology". Milton: Taylor & Francis Group; 2010.
- [20] Windpower, Danish wind energy association.
<http://xn--drmstrre-64ad.dk/wp-content/wind/miller/windpower%20web/en/tour/wres/index.htm>
 (visitato nel 11/2023)
- [21] Apata O., Oyedokun D.T.O. "An overview of control techniques for wind turbine systems". *Scientific African*, Volume 10, 2020.
- [22] IEA. "Largest available rotor diameter size of wind energy turbines worldwide from 2010 to 2021 (in meters)." Chart. May 4, 2018. Statista. Accessed November 23, 2023. <https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/860565/global-rotor-diameter-size-of-wind-turbines/>
- [23] Xin Jin, Gaoyuan Zhao, KeJun Gao, Wenbin Ju. "Darrieus vertical axis wind turbine: Basic research methods", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 42, 2015, Pages 212-225.
- [24] Erik Möllerström, Paul Gipe, Jos Beurskens, Fredric Ottermo, "A historical review of vertical axis wind turbines rated 100 kW and above", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 105, 2019, Pages 1-13.
- [25] GWEC. "Cumulative installed wind power capacity worldwide from 2001 to 2022 (in gigawatts)." Chart. March 30, 2023. Statista. Accessed February 13, 2024. <https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/268363/installed-wind-power-capacity-worldwide/>
- [26] SolarPower Europe. "Cumulative installed solar PV capacity worldwide from 2000 to 2022 (in megawatts)." Chart. June 30, 2023. Statista. Accessed February 13, 2024. <https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/280220/global-cumulative-installed-solar-pv-capacity/>
- [27] Ember. Electricity Data Explorer. <https://ember-climate.org/data/data-tools/data-explorer/>
 (visitato nel 1/2024)
- [28] Ember. "Share of renewable energy in electricity generation globally from 2007 to 2022." Chart. April 12, 2023. Statista. Accessed February 13, 2024. <https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/489131/share-of-renewables-in-power-generation-globally/>
- [29] Lazard. "Mean unsubsidized levelized cost of energy (LCOE) worldwide from 2009 to 2023, by source." Chart. April 4, 2023. Statista. Accessed February 13, 2024. <https://www-statista-com.ezproxy.biblio.polito.it/statistics/1415038/global-mean-unsubsidized-lcoe-by-source/>
- [30] Global Wind Atlas. <https://globalwindatlas.info/en> (visitato nel 12/2023)

- [31] Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS). EU Science Hub. https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en (visitato nel 1/2024)
- [32] Terna. Fonti rinnovabili. <https://www.terna.it/it/sistema-elettrico/dispacciamento/fonti-rinnovabili> (visitato nel 1/2024)
- [33] Atlante Integrato per il Sistema Energetico Nazionale e le Fonti Rinnovabili. <https://atlanteintegrato.rse-web.it/> (visitato nel 1/2024)
- [34] Atlante eolico italiano. <https://atlanteeolico.rse-web.it/about.html> (visitato nel 1/2024)
- [35] RSE. <https://www.rse-web.it/prodotti/atlante-eolico-dellitalia-interattivo-133/> (visitato nel 1/2024)
- [36] Google Earth. <https://earth.google.com/web/>
- [37] European Commission, E3P. Typical Meteorological Year (TMY). <https://e3p.jrc.ec.europa.eu/articles/typical-meteorological-year-tmy> (visitato nel 1/2024)
- [38] IEC, International Electrotechnical Commission. <https://www.iec.ch> (visitato nel 1/2024)
- [39] Global Wind Atlas. Dataset. <https://globalwindatlas.info/en/about/dataset> (visitato nel 1/2024)
- [40] Vestas. <https://nozebra.ipapercms.dk/Vestas/Communication/Productbrochure/enventus/enventus-platform-brochure/?page=1> (visitato nel 1/2024)
- [41] Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica. Analisi anemologica, Progetto definitivo parco eolico “Monte Pelao”. <https://va.mite.gov.it/it-IT/Oggetti/Documentazione/9457/13889> (visitato nel 1/2024)
- [42] Astolfi, D.; Pandit, R. “Wind Turbine Performance Decline with Age”. *Energies* **2022**, *15*, 5225.
- [43] Lee, J. C. Y. and Fields, M. J., “An overview of wind-energy-production prediction bias, losses, and uncertainties”, *Wind Energy Science*, vol. 6, no. 2, pp. 311–365, 2021.
- [44] N. Moskalenko, K. Rudion and A. Orths, "Study of wake effects for offshore wind farm planning," *2010 Modern Electric Power Systems*, Wroclaw, Poland, 2010, pp. 1-7.
- [45] Openwind. Basic wake models. <https://openwind.ul-renewables.com/basicwakemodels.html> (visitato nel 1/2024)
- [46] Rabia Shakoor, Mohammad Yusri Hassan, Abdur Raheem, Yuan-Kang Wu, “Wake effect modeling: A review of wind farm layout optimization using Jensen’s model”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Volume 58, 2016, Pages 1048-1059.
- [47] Chulsang Hwang, Jin-Hong Jeon, Gyeong-Hun Kim, Eungsang Kim, Minwon Park & In-Keun Yu (2015) Modelling and simulation of the wake effect in a wind farm, *Journal of International Council on Electrical Engineering*, 5:1, 74-77.

- [48] IRENA (2023), Renewable power generation costs in 2022, International Renewable Energy Agency, Abu Dhabi.
- [49] Trina Solar.
[https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_Vertex_DE18M\(II\)_202011.pdf](https://static.trinasolar.com/sites/default/files/MA_Datasheet_Vertex_DE18M(II)_202011.pdf)
(visitato nel 1/2024)
- [50] Huawei. <https://solar.huawei.com/en/download?p=%2F-%2Fmedia%2FSolar%2Fattachment%2Fpdf%2Fit%2Fdatasheet%2FSUN2000-100KTL-M1.pdf>
(visitato nel 1/2024)
- [51] PVsyst. Grid connected systems. <https://www.pvsyst.com/help/index.html?systemgrid.htm>
(visitato nel 1/2024)
- [52] Jennifer Kafka, Mark A. Miller, “The dual angle solar harvest (DASH) method: An alternative method for organizing large solar panel arrays that optimizes incident solar energy in conjunction with land use”, Renewable Energy, Volume 155, 2020, Pages 531-546.
- [53] Il Sole 24 Ore. Mercati. <https://mercati.ilsole24ore.com/strumenti/converti-valute> (visitato nel 2/2024)
- [54] Agenzia delle Entrate. Valori Agricoli Medi, Puglia.
<https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/web/guest/schede/fabbricatiterreni/omi/banche-dati/valori-agricoli-medi/valori-agricoli-medi-puglia> (visitato nel 2/2024)
- [55] GSE. Ritiro Dedicato. <https://www.gse.it/servizi-per-te/fotovoltaico/ritiro-dedicato> (visitato nel 2/2024)
- [56] Agenzia delle Entrate. Imposta sui redditi delle società - Ires.
<https://www.agenziaentrate.gov.it/portale/imposta-sui-redditi-societa-ires/infogen-imposta-sui-redditi-societa-ires> (visitato nel 2/2024)
- [57] Ministero dell’Economia e delle Finanze. Legge di Stabilità 2016.
<https://www.mef.gov.it/focus/Legge-di-Stabilita-2016/> (visitato nel 2/2024)