

# POLITECNICO DI TORINO

Corso di Laurea Magistrale in Ingegneria Energetica e Nucleare

Tesi di Laurea Magistrale

Pianificazione del fabbisogno energetico con le tecnologie del fotovoltaico,  
dell'eolico e delle batterie elettrochimiche



Relatore

Prof. Filippo Spertino

Candidato

Antonino Fotia

Anno Accademico 2019/2020



## **Abstract**

Il presente lavoro di Tesi Magistrale si propone di effettuare uno studio di fattibilità, dimensionamento e pianificazione generale per l'impiego diffuso di energia Rinnovabile in una certa zona geografica.

Allo scopo viene utilizzato un *tool* ingegneristico per il calcolo della producibilità energetica da fonti rinnovabili, sviluppato in ambiente MS-Excel dal Dipartimento di Energia (DENERG) del Politecnico di Torino. Tale strumento, bilanciando tra fotovoltaico, eolico e accumulo, restituisce parametri energetici ed economici con i quali si rende possibile la pianificazione di un sistema che integri le diverse fonti rinnovabili appena citate.

Dopo un'iniziale introduzione sullo stato dell'arte di questi impianti e della tecnologia che sfruttano, si passa ad esaminare i modelli utilizzati dallo strumento di calcolo. Successivamente si prende in esame un caso di studio, la Spagna. Per questo stato si sono recuperati i profili meteo e il profilo di carico di cinque località di interesse geografico. Vengono dunque illustrati tutti i parametri utilizzati dallo strumento di calcolo per effettuare le simulazioni, che sono state eseguite rispettando due tipi di vincoli, energetico ed economico.

La parte finale dell'elaborato è dedicata alla presentazione e al confronto dei risultati ottenuti.



# Sommario

<b>1. Tecnologie ad energia pulita – stato di avanzamento.....</b>	<b>3</b>
1.1 Fotovoltaico.....	6
1.1.1 Radiazione solare.....	6
1.1.2 Cella fotovoltaica.....	9
1.1.3 Circuito equivalente di una cella.....	16
1.1.4 Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura.....	18
1.1.5 Perdite in una cella FV.....	20
1.1.6 I moduli fotovoltaici.....	21
1.1.7 Componenti di un impianto fotovoltaico.....	24
1.1.8 Stima della produzione di energia.....	26
1.2 Eolico.....	28
1.2.1 Il vento e le sue principali caratteristiche.....	29
1.2.2 Conversione dell'energia.....	31
1.2.3 Coefficiente di potenza.....	33
1.2.4 Turbina ad asse orizzontale.....	36
1.2.5 Calcolo dell'energia prodotta.....	38
1.3 Accumulo elettrochimico.....	39
1.3.1 Batterie a ioni di litio.....	41
1.3.2 Batterie al piombo acido.....	42
1.3.3 Confronto tra le due tecnologie.....	43
1.3.4 Impatto e sostenibilità ambientale.....	44
<b>2. Modelli matematici delle RES.....</b>	<b>46</b>
2.1 Schema di un sistema FV-Eolico con Accumulo.....	46
2.2 Modello FV.....	48
2.3 Modello Eolico.....	50

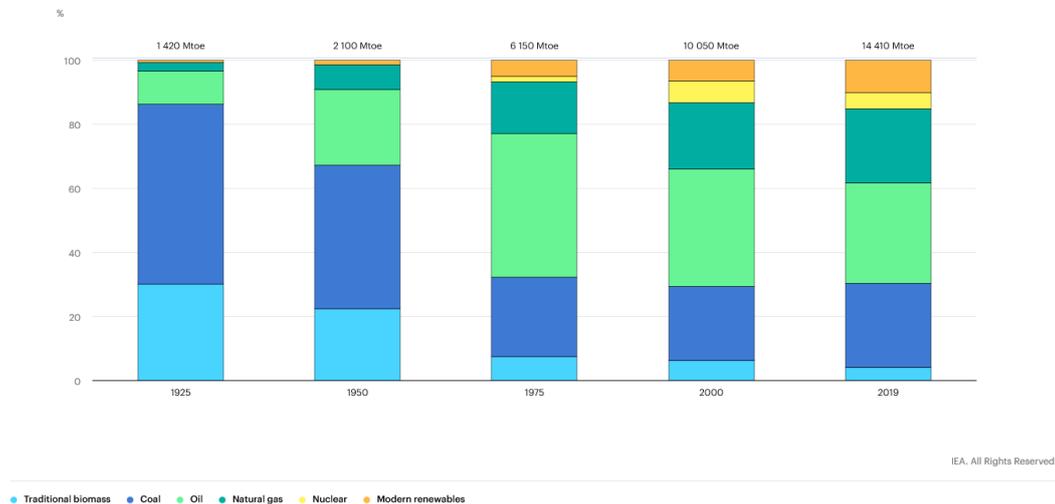
2.4 Modello Batteria .....	53
2.5 Modello inverter .....	54
2.6 Modello di gestione dei flussi energetici .....	55
2.7 Vincoli dell'ottimizzazione.....	62
2.7.1 Valore attuale netto e tasso interno di rendimento .....	63
2.7.2 Procedura iterativa del risolutore .....	65
<b>3. Pianificazione del fabbisogno.....</b>	<b>68</b>
3.1 Dati iniziali .....	68
3.1.1 Profili meteo .....	68
3.1.2 Scelta della turbina eolica .....	70
3.1.3 Profili di carico .....	76
3.2 Parametri del simulatore .....	78
3.3 Risultati delle simulazioni .....	82
3.3.1 Minimizzazione dello scambio con la rete .....	82
3.3.2 Massimizzazione del VAN .....	90
<b>Conclusioni .....</b>	<b>97</b>
<b>Bibliografia .....</b>	<b>100</b>

# 1. Tecnologie ad energia pulita – stato di avanzamento

Il bisogno di una tecnologia energetica pulita non è mai stato così importante. I metodi utilizzati attualmente per produrre e consumare energia sono insostenibili, e sebbene il livello tecnologico non è l'unico e solo ingrediente per un futuro energetico più pulito, non esiste alcun sentiero praticabile verso l'obiettivo “net-zero emissions” senza un aumento significativo e rapido delle tecnologie rinnovabili in tutto il settore energetico [1].

La *Carbon Footprint* del sistema energetico globale è stata ridotta progressivamente grazie al susseguirsi di politiche governative atte a questo scopo. Ad esempio, negli anni '60 e '70 c'è stato un incremento notevole nella costruzione di impianti nucleari, ma in seguito tale andamento ha subito un rallentamento. Negli ultimi vent'anni invece l'eolico, il fotovoltaico e l'energia solare si sono espansi molto velocemente (figura 1.1), sostenuti da politiche favorevoli in Europa, che a tal proposito, nel 2018, si è imposta l'obiettivo della neutralità dal punto di vista climatico entro il 2050. L'espansione dell'energia eolica è stata evidente dalla fine degli anni '90 e oggi rappresenta oltre il 5% dell'approvvigionamento energetico globale, mentre quella solare fotovoltaica non è stata da meno e ora rappresenta circa il 2,5% [1]. Tuttavia, il progresso di questa tecnologia è stato lento nei settori di utilizzo finale, dove l'efficienza energetica è stata lo strumento principale per moderare la

crescita delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Però si può notare che sono stati anche compiuti alcuni progressi, soprattutto nel settore delle auto elettriche, che hanno rappresentato il 2,6% delle vendite globali nel 2019 [1]. Anche i progressi nel



**Figura 1: Domanda globale di energia primaria per combustibile**

campo delle tecnologie critiche come l'idrogeno e il CCUS sono in crescita. Se il mondo vuole raggiungere le emissioni nette nulle in questo secolo, saranno necessari progressi più rapidi nei settori degli utilizzi finali, che hanno rappresentato il 55% delle emissioni di CO<sub>2</sub> e di energia legate all'industria nel 2019 [1].

Nel corso del tempo tali progressi sono stati superati dalla crescita della domanda generale di energia. Nel 2019, le emissioni di CO<sub>2</sub> derivanti dalla combustione di combustibili fossili hanno raggiunto più di 33 Gt e molti asset energetici esistenti sono ancora giovani, soprattutto in Asia [1]. Anche gran parte delle infrastrutture per la produzione di acciaio, cemento e prodotti chimici è relativamente giovane.

L'età media globale è di 10-15 anni, a fronte di una vita utile tipica di 30 anni per gli impianti chimici e di 40 anni per gli impianti siderurgici e cementifici. L'infrastruttura energetica esistente potrà portare a circa 750 Gt di  $CO_2$  di emissioni aggiuntive entro il 2070 se non ci saranno innovazioni dal punto di vista tecnologico. Ciò causerebbe l'esaurimento della maggior parte del budget di  $CO_2$  rimanente compatibile con la limitazione dell'aumento della temperatura globale a "ben al di sotto dei 2 ° C", per non parlare di 1,5 ° C, come stabilito nell'accordo di Parigi. Tale accordo stabilisce un quadro globale per evitare pericolosi cambiamenti climatici limitando il riscaldamento globale e aumentando gli sforzi per limitarlo a 1,5°C [2]. In quest'ottica l'IPCC, "Intergovernmental Panel on Climate Change", ha pubblicato nel 2018 una relazione speciale sugli impatti del riscaldamento globale. Tale rapporto rileva, con un alto grado di fiducia, che l'attività umana ha già causato da 0,8 a 1,2 °C di innalzamento della temperatura e che il riscaldamento globale raggiungerà probabilmente 1,5 °C tra il 2030 e 2052 se continuerà a mantenere il ritmo attuale. Sottolinea inoltre l'urgenza della necessità di agire: finora gli sforzi nazionali congiunti per ridurre le emissioni sono molto al di sotto di quanto necessario per potersi ritenere sulla buona strada per limitare il riscaldamento globale [3].

Come diceva lo scrittore francese Antoine de Saint-Exupery:

“Il futuro non si tratta solo di prevederlo, ma di renderlo possibile”

## 1.1 Fotovoltaico

Nell'ultimo decennio questa tecnologia si è imposta in modo preponderante sul mercato mondiale ed è un settore in rapida crescita, e questo lo si può notare vedendo come il tasso annuo di crescita composto (CAGR) per tutte le installazioni di impianti fotovoltaici, compresi quelli “*off-grid*”, è stato del 35% dal 2010 al 2019 [4]. La caratteristica peculiare che ha reso possibile tale diffusione è legata al fatto che i materiali utilizzati nella costruzione dei moduli permettono una conversione diretta tra energia solare ed energia elettrica. In aggiunta a questo fattore, la mancanza di parti meccaniche si porta dietro una serie di vantaggi notevoli nel suo utilizzo, come ad esempio un'elevata affidabilità ed una lunga vita dell'impianto con assenza totale di rumori ed emissioni durante il suo utilizzo. Tuttavia, ci sono alcuni aspetti negativi da considerare, la maggior parte dovuti alla variabilità della sorgente solare in funzione della posizione geografica e del meteo locale.

Dopo questa breve introduzione, facendo riferimento alla letteratura [5], nei prossimi paragrafi si descrivono le principali caratteristiche tecnologiche di un impianto fotovoltaico.

### 1.1.1 Radiazione solare

È il flusso radiante della radiazione elettromagnetica emessa dal sole in tutto lo spettro di frequenze che colpisce una superficie per unità di area, tale parametro viene chiamato *irradianza*  $G$  in  $\frac{W}{m^2}$ . Approssimativamente il sole ha un comportamento simile ad un emettitore ideale di radiazioni (corpo nero) a una temperatura di  $T \approx 5800$  K. Al di fuori dell'atmosfera (AM 0), la radiazione

elettromagnetica ha una distribuzione spettrale  $g_0(\lambda)$  in  $Wm^{-2}\mu m^{-1}$  dall'ultravioletto all'infrarosso, con un picco nel campo del visibile (lunghezza d'onda  $\lambda \approx 0,5 \mu m$ ). Quando la radiazione penetra nell'atmosfera terrestre ( $AM > 0$ ), una quota dell'energia incidente viene persa per dispersione e riflessione nello spazio o viene assorbita da nuvole, anidride carbonica, ozono ( $H_2O, CO_2, O_3$ ), molecole d'aria, ecc. L'integrale dello spettro solare in relazione alla lunghezza d'onda, su di un'area unitaria perpendicolare al raggio incidente, è noto come "irradianza solare" in condizioni di AM 0:

$$G = \int g(\lambda) d\lambda \approx 1367 \frac{W}{m^2} \quad (1)$$

la cui distribuzione spettrale in due determinate condizioni (AM0 e AM 1,5) viene mostrata in figura 2.

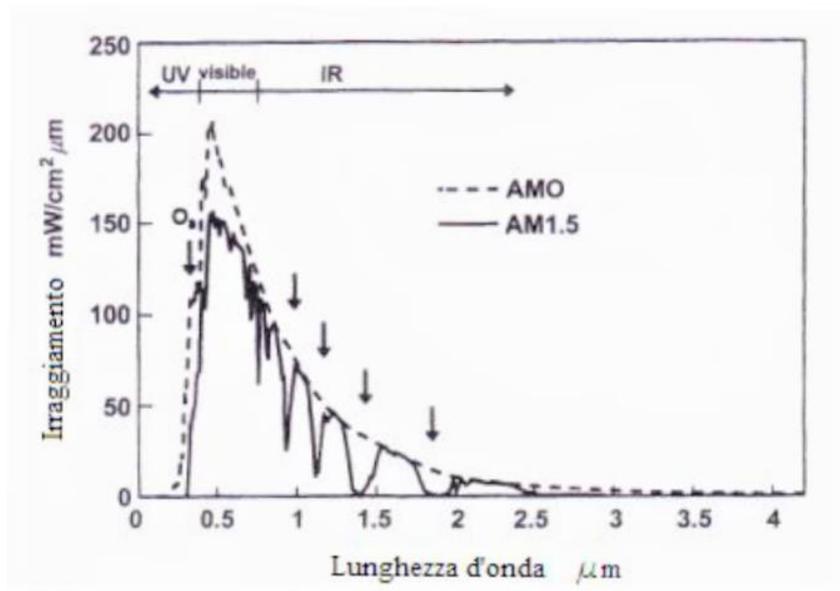
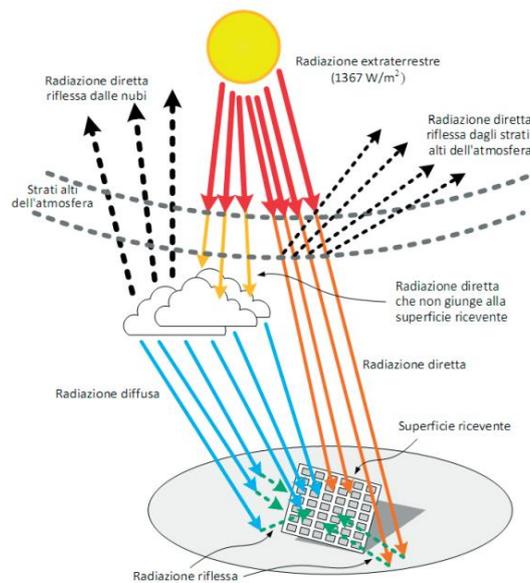


Figura 2: Spettro della radiazione solare  $g(\lambda)$

La comprensione dell'interazione tra lo strato atmosferico che avvolge la Terra e la radiazione solare è il presupposto dei fenomeni naturali legati al clima e alla meteorologia, e alla localizzazione e progettazione degli impianti che sfruttano l'energia solare. Infatti, l'irradianza che effettivamente riesce a raggiungere il suolo è inferiore a quella teorica in quanto intervengono fattori che la attenuano. Oltre all'alternanza luce-buio questi fattori determinano anche la cosiddetta aleatorietà della produzione energetica da fonte solare in un determinato impianto. L'atmosfera terrestre è spessa circa  $80\text{ km}$  lungo la verticale e la radiazione solare arriva al suolo in un determinato luogo da una direzione che cambia continuamente durante il giorno in quanto dipende dalla posizione corrente del Sole [6]. L'atmosfera è composta di numerose sostanze, e come detto già in precedenza, ciò comporta che alcuni raggi vengano riflessi e rinviati verso lo spazio, mentre altri raggiungano il suolo. L'insieme dei raggi solari deviati che raggiungono il suolo si chiama *radiazione solare diffusa*  $G_d$ . Si chiama *radiazione solare diretta*  $G_b$  quella che riesce a raggiungere il suolo senza essere perturbata. La divisione in diretta e diffusa



**Figura 3: Ripartizione della radiazione solare globale**

è funzione delle condizioni meteorologiche: in caso di copertura nuvolosa, la radiazione è per la maggior parte diffusa; mentre in condizioni di cielo sereno, la componente diffusa corrisponde all'incirca al 20% del totale. La somma della radiazione diretta e di quella diffusa è detta *radiazione solare globale*: questa, una volta giunta al suolo, è in parte assorbita dalla superficie terrestre e in parte rinviata verso l'alto come *radiazione solare riflessa*  $G_a$ , detta anche albedo.

Per completezza occorre precisare che nel caso si tratti di superficie captante inclinata, si pensi a un pannello fotovoltaico orientato in modo opportuno, oltre alle due componenti diretta e diffusa, nel calcolo della radiazione globale deve essere computata anche la radiazione riflessa dal suolo [6].

$$G_g = G_b + G_d + G_a \quad (2)$$

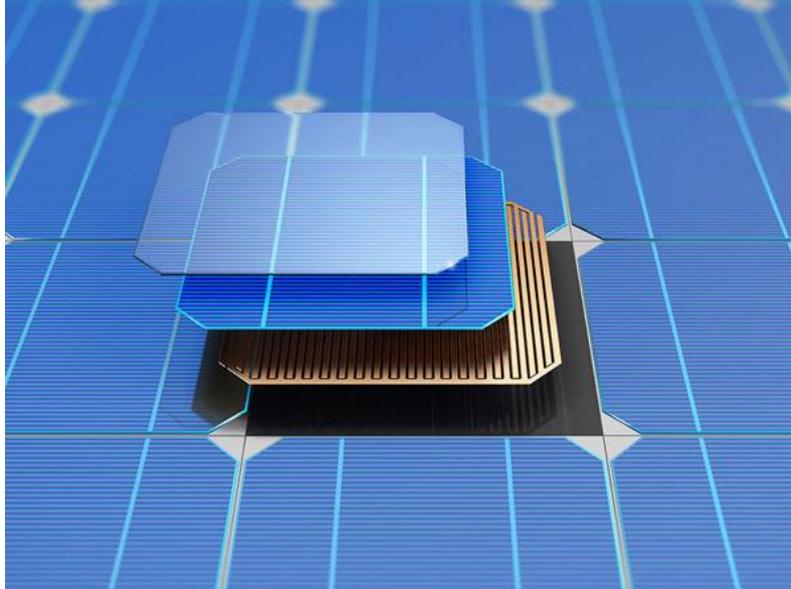
L'integrale di questo parametro in un intervallo di tempo è chiamato *irraggiamento*  $H$  in  $\frac{kWh}{m^2}$ , e corrisponde ad un'energia per unità di area proveniente direttamente o indirettamente dal Sole [7].

$$H = \int_{alba}^{tramonto} G_g dt \quad (3)$$

### 1.1.2 Cella fotovoltaica

L'elemento cardine di un impianto fotovoltaico è sicuramente la cella solare. Si tratta di un diodo semiconduttore posto tra due elettrodi: il primo, trasparente alla luce realizzato con tecnologia a film sottile, o con una griglia metallica, permette il passaggio della radiazione solare; il secondo corrisponde ad uno strato di metallo

di forma quadrata presente sulla parte posteriore della cella come si può vedere in figura 4.



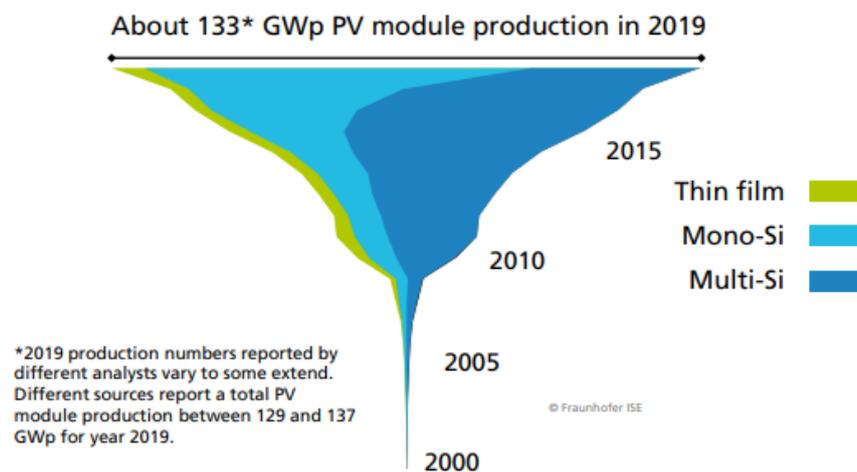
*Figura 4: Stratificazione di una cella fotovoltaica*

Tale componente negli anni ha subito diversi miglioramenti e ad oggi si possono definire tre generazioni di celle fotovoltaiche [8]:

1. **Prima generazione:** la prima tecnologia utilizzata si basa su wafer sottili di silicio cristallino “c-Si” ed è tutt’ora la più diffusa sul mercato. In questa prima categoria, al variare del processo di produzione, possiamo trovare il silicio monocristallino “m-Si” e silicio policristallino “p-Si”. Ad oggi il record di efficienza ottenuto in laboratorio si ha per la tipologia “m-Si” con un valore pari al 26.7% mentre il valore per il policristallino si attesta al 22.3% [4].

2. **Seconda generazione:** film sottili, sono celle composte da uno o più strati sottili ( $1-10 \mu m$ ) di materiali semiconduttori applicati a un supporto solido e a basso costo, ad esempio acciaio inossidabile, vetro o plastica. L'utilizzo di lastre sottili permette di ridurre notevolmente la quantità di materiale semiconduttore richiesto per ogni cella, perciò i loro costi sono ridotti rispetto alla cella di silicio. A seconda del materiale utilizzato, al momento sono disponibili in commercio quattro tipi di moduli a film sottile. Il silicio amorfo "a-Si" è una forma non cristallina di silicio, che ha una struttura amorfa. Questo tipo di film sottile ha un'efficienza della cella di circa 4-8% (fino al 10,4% su scala di laboratorio), ma è soggetto a degrado. Il composto semiconduttore più usato è il cadmio-tellurio (CdTe), un materiale economico con un'efficienza di laboratorio pari al 21% [4], inferiore comunque a quella del silicio. Di conseguenza, le celle solari basate su CdTe richiedono una superficie maggiore per ottenere le stesse prestazioni di una superficie di celle di silicio. Tuttavia, ci sono due preoccupazioni su questa tecnologia: l'impatto ambientale potenzialmente negativo dell'alta tossicità del cadmio e una possibile breve durata del tellurio. Infine, rame, indio, gallio, (di) selenio / (di) solfuro (CIGS) e rame, indio e (di) selenio / (di) solfuro (CIS) sono le tecnologie più promettenti per le celle solari a film sottile. Presentano la massima efficienza (23.4% a livello di laboratorio [4]) tra i film sottili, ma comportano costi di produzione più elevati a causa dei processi più complessi per la produzione.

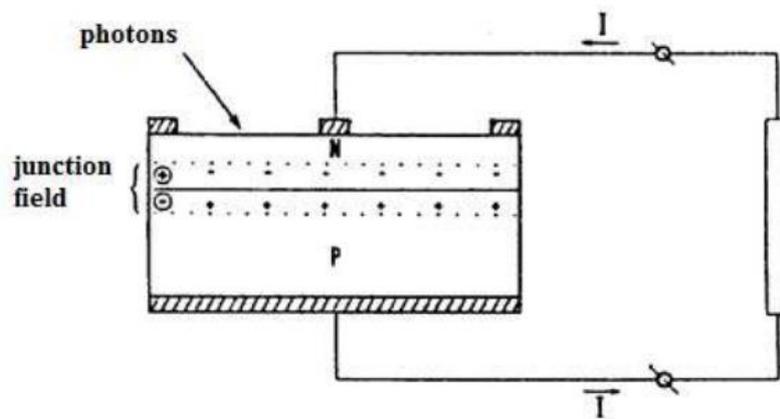
3. **Terza generazione:** Le tecnologie fotovoltaiche di terza generazione stanno attualmente iniziando ad essere commercializzate o sono ancora a livello di ricerca. In linea generale i pannelli di questa categoria raggiungono valori di efficienza anche superiori al 20 %. Le tecnologie della terza generazione si basano su doppia o tripla giunzione o nanotecnologie. Possono essere a concentrazione (CPV), organici, film sottili avanzati e altre tecnologie emergenti. In questo senso il tandem perovskite-silicio ha raggiunto un'efficienza di conversione di circa il 26% e pertanto rappresenta uno dei settori di ricerca più interessanti e promettenti per andare oltre il limite del semiconduttore storico [9].



*Figura 5: Produzione fotovoltaica annuale per tecnologia [4]*

Il principio di funzionamento di una cella solare non esposta alla luce può essere spiegato dalla teoria della giunzione "P-N". Facendo riferimento al silicio cristallino, un diodo è costituito da un substrato drogato con impurità di "tipo P", come il Boro, su cui si va a posare uno strato di "tipo N" (come ad esempio il fosforo). Lo spessore dello strato di "tipo N" è minore rispetto all'altro per consentire alla radiazione di raggiungere la zona di giunzione, dove c'è un campo elettrico. Per comprendere meglio la creazione di questo effetto occorre andare

a vedere cosa accade a livello atomico nella regione di giunzione. Nella regione di tipo N gli elettroni si diffondono vicino all'interfaccia in quella di tipo P, formando così una distribuzione di cariche positive nello strato N. In modo del tutto analogo, le lacune si diffondono dal tipo P allo strato opposto, formando anche loro una distribuzione però di cariche negative. In questo processo di diffusione, i portatori si muovono da una regione con più alta concentrazione ad una inferiore. Si forma perciò una regione di carica spaziale, che avrà quindi una densità di cariche positive sul lato N ed una densità di cariche negative su quello di tipo P, in cui mancano però i portatori mobili di carica. Il processo si ferma quando il campo elettrico genera una corrente  $-I_0$  (corrente di deriva) che controbilancia il moto di diffusione.



*Figura 6: Schema strutturale di una cella fotovoltaica*

Questa condizione di bilancio si modifica quando viene applicata una polarizzazione esterna diretta o inversa. Nel primo caso si riduce la barriera di potenziale e perciò la corrente di diffusione nel diodo cresce considerevolmente [5]. In caso di polarizzazione inversa invece si incrementa la barriera di potenziale con

una conseguente diminuzione della corrente di diffusione: scorre quindi una minima corrente di saturazione inversa, orientata dal campo di giunzione.

La giunzione agisce come un raddrizzatore e la sua curva caratteristica corrente-tensione  $I-U$  è data dalla seguente espressione (equazione del diodo ideale di Shockley):

$$I = I_0 * e^{\frac{qU}{mkT}} - I_0 \quad (4)$$

dove  $I_0$  è la corrente di saturazione,  $q$  la carica dell'elettrone,  $m$  un parametro adimensionale costruttivo del cristallo (con valori nel range 1-2) e  $k$  la costante di Boltzmann. Questo modello non tiene conto però della regione di "breakdown" generata da tensioni inverse elevate.

La conversione dell'energia solare dipende dal dualismo onda-particella della luce, che viene considerata come un flusso di fotoni che trasportano energia:

$$E_{ph}(\lambda) = \frac{hc}{\lambda} \quad (5)$$

dove  $h$  corrisponde alla costante di Plank,  $c$  è la velocità della luce e  $\lambda$  è la lunghezza d'onda della luce. Non tutti i fotoni però vengono convertiti in elettricità dalla cella, ma solo quelli che presentano un'energia tale da superare il gap energetico  $E_g$  tra la banda di valenza e la banda di conduzione. Quando il fotone riesce a penetrare nel semiconduttore viene assorbito e così promuove un elettrone dalla banda di valenza a quella di conduzione. A seguito di questo

fenomeno si crea una lacuna nella banda di valenza, e il processo di assorbimento genera quindi coppie di elettroni-lacune. Ogni semiconduttore è limitato nel convertire solo una parte dello spettro solare. Durante il processo di assorbimento una parte dell'energia dei fotoni viene persa, ed è importante sottolineare che quasi tutte le coppie di elettroni-lacune generate possiedono un livello energetico maggiore se comparato con  $E_g$ . Subito dopo la loro creazione, l'elettrone e la lacuna decadono e pertanto l'energia in eccesso che avevano viene persa sotto forma di calore. Questo rappresenta uno dei fondamentali fattori di perdita in una cella fotovoltaica.

È possibile stimare quindi la corrente fotogenerata, la cui direzione è orientata dal campo di giunzione. Essendo opposta al fenomeno di diffusione tale corrente corrisponde ad una corrente di deriva. Tralasciando le perdite, ogni fotone contribuisce alla generazione elettrica con un elettrone:

$$I_{ph} = qNA \quad (6)$$

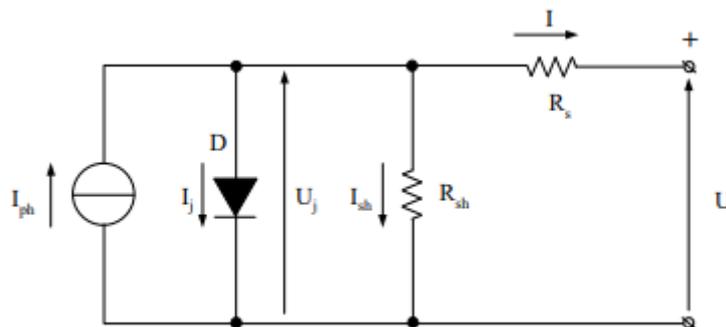
dove  $N$  è il numero di fotoni ( $cm^{-2}s^{-1}$ ) e  $A$  è l'area della superficie del semiconduttore ( $cm^2$ ) esposta alla luce.

Prendendo in considerazione la tensione generata da una cella fotovoltaica, il valore massimo in volt è numericamente uguale al gap energetico del semiconduttore espresso in elettronvolt (eV) poiché l'energia elettrostatica di una carica dopo la separazione non può superare il gap di banda della coppia elettrone-lacuna. Benché la tensione reale sia minore del limite teorico, si può affermare che il semiconduttore con un più alto gap energetico genera una tensione più alta e

comunque maggiori tensioni corrispondono a bande più basse nella risposta spettrale e a minori densità di corrente. Dunque, la soluzione ottimale in termini di potenza è da ricercare nel compromesso tra corrente e tensione.

### 1.1.3 Circuito equivalente di una cella

In prima approssimazione il comportamento elettrico di una cella è descritto da una fonte di corrente ideale e da un diodo connesso in antiparallelo. Lo schema che meglio rappresenta una cella reale è il circuito equivalente in figura 7, che fa uso di altri due elementi dissipativi: una resistenza di shunt connessa in parallelo  $R_{sh}$  ed una in serie  $R_s$ .



*Figura 7: Circuito equivalente di una cella fotovoltaica*

In questi due resistori sono inglobati svariati effetti parassiti che affliggono le celle fotovoltaiche. La resistenza  $R_{sh}$  corrisponde alle perdite che avvengono lungo le superfici laterali, le quali vengono isolate il più possibile durante la loro fabbricazione. La resistenza  $R_s$  è la somma delle resistenze degli elettrodi e dei loro contatti. Il maggior contributo in questo senso è dato dall'elettrodo frontale a forma di griglia. Quest'ultima consiste di "busbar" e "fingers" ortogonali ai primi. I "busbar" permettono di condurre la corrente continua generata dalla cella e di collegare una cella con l'altra mentre i "fingers" raccolgono la corrente generata

dalla singola cella per la consegna ai “busbar”. Le seguenti espressioni sono state ricavate applicando le leggi di Kirchoff al circuito equivalente di figura 7:

$$I = I_{ph} - I_j - \frac{U_j}{R_{sh}} \quad (7)$$

$$U = U_j - R_s I \quad (8)$$

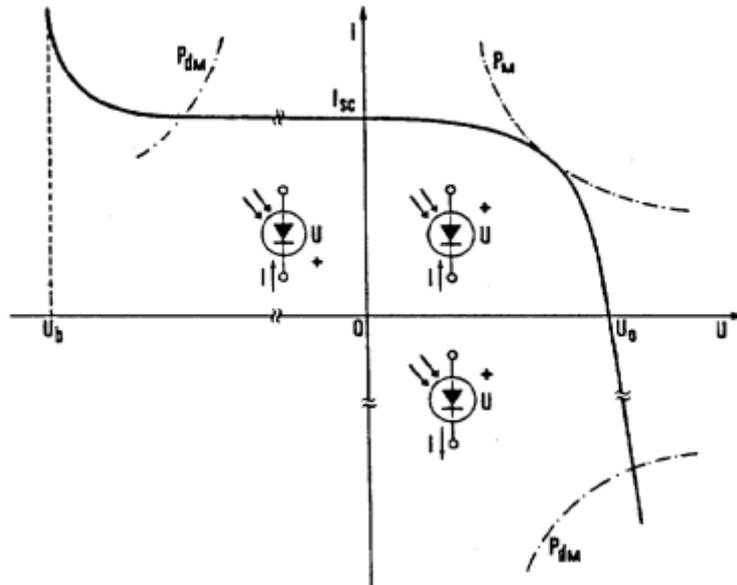
dove  $U$  è la tensione attraverso i terminali del carico e  $I$  è la corrente che scorre nel carico. Sfortunatamente la relazione che descrive la caratteristica tensione  $U(I,U)$  di una cella solare è implicita (9) e dipende da cinque parametri indipendenti:  $R_s$ ,  $R_{sh}$ ,  $I_{ph}$ ,  $I_0$ ,  $m$ .

$$U = \frac{mkT}{q} * \ln \left( \frac{I_{ph} - I \left( 1 + \frac{R_s}{R_{sh}} \right) - \frac{U}{R_{sh}} + I_0}{I_0} \right) - R_s I \quad (9)$$

Supponendo l'irradianza e la temperatura costanti, è possibile definire la curva  $I(U)$ : le coordinate dei suoi punti restituiscono la potenza  $P = U * I$  fornita al carico. Esiste sempre un punto  $P_M(U_M, I_M)$  che si trova tra la condizione di corto-circuito  $(0, I_{sc})$  e quella di circuito aperto  $(U_{oc}, 0)$ , tale per cui la potenza della cella FV è massima.

Il fattore di riempimento  $K_f = \frac{U_M * I_M}{U_{oc} * I_{sc}}$  corrisponde ad un rapporto che considera il comportamento del diodo e l'effetto delle resistenze  $R_{sh}$  e  $R_s$ . Nelle celle a silicio cristallino  $K_f = 0,72 - 0,76$  con  $I_M/I_{sc} \approx 0,90 - 0,95$  e  $U_M/U_{oc} \approx 0,8$ .

Di seguito viene riportata la caratteristica  $I(U)$  completa di una cella FV, dove si può notare come si estenda anche nel II e IV quadrante, ma il suo funzionamento sia simile a quello di un carico con tensione inversa (II) e con corrente inversa (IV) rispettivamente.



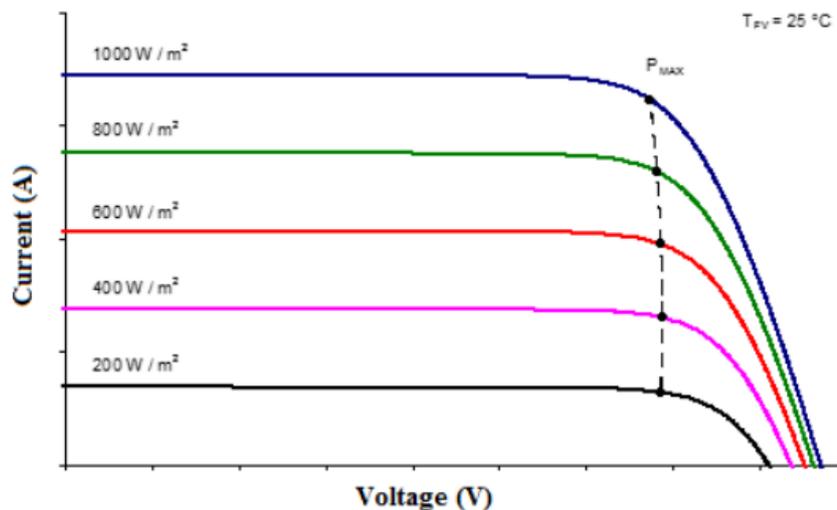
*Figura 8: Modi di funzionamento di una cella fotovoltaica*

Questi modi di funzionamento sono accettabili solo se i punti di lavoro cadono all'interno delle rispettive iperboli della massima potenza dissipabile dalla cella ( $P_{dm}$  in figura 8). Nel caso in cui la tensione inversa dovesse risultare maggiore del limite imposto dalla tensione di "breakdown"  $U_b$ , si verrebbe a creare un corto circuito.

### 1.1.4 Dipendenza dall'irradianza e dalla temperatura

La caratteristica  $I(U)$ , ad una temperatura costante  $T_{PV}$ , varia in funzione dell'irradianza  $G$ . Quando questo parametro diminuisce, la corrente di corto circuito  $I_{sc}$  diminuisce proporzionalmente, mentre la tensione di circuito aperto  $U_{oc}$

diminuisce in modo logaritmico in accordo con la (9). In figura 9 viene mostrata la dipendenza di  $I(U)$  dall'irradianza e si evidenzia il luogo dei massimi della potenza  $P_{MAX}$ . Come si può vedere  $U_{oc}$  è quasi costante per valori elevati di  $G$ , invece per valori più bassi (meno di  $50 \text{ W/m}^2$ ) diminuisce nettamente.



*Figura 9: Caratteristica  $I(U)$  con dipendenza dall'irradianza*

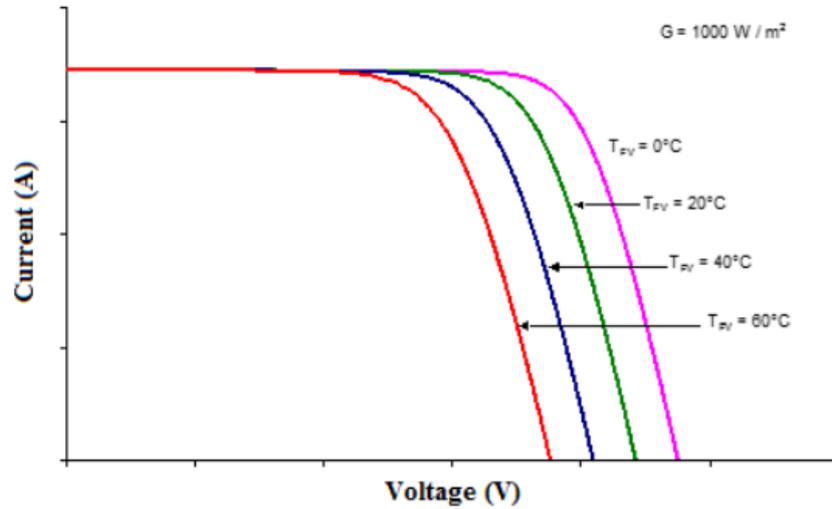
La curva caratteristica di un generatore FV non solo dipende dall'irradianza, ma anche dalla temperatura  $T_{PV}$  (figura 10). Assumendo  $G$  costante, un incremento di temperatura provoca:

- un leggero incremento della corrente fotovoltaica  $I_{ph}$  e così anche della  $I_{sc}$ , principalmente dovuto ad una diminuzione del gap di banda;
- un incremento della corrente del diodo  $I_j$  che porta ad una diminuzione della tensione di circuito aperto.

Queste variazioni generano un gradiente termico della massima potenza che è all'incirca costante. Tale gradiente può essere formulato in riferimento alla massima potenza in condizioni nominali, per il silicio cristallino equivale a

$\frac{dP_M}{dT_{PV}} * \frac{1}{P_{Mr}} \approx -0.5 \% ^\circ C^{-1}$ . Nelle reali applicazioni però si stima che la corrente

$I_{sc}$  dipenda solo da  $G$ , mentre  $U_{oc}$  solo da  $T$ .



*Figura 10: Caratteristica I(U) con dipendenza dalla temperatura*

### 1.1.5 Perdite in una cella FV

In una cella solare esistono diversi fattori che generano perdite nella conversione dalla potenza irradiata a quella elettrica, e sono riportati qui di seguito:

- Riflessione e copertura della superficie della cella ( $\approx 10\%$ ). Parte della radiazione che raggiunge la cella viene riflessa oppure colpisce la griglia frontale. Per minimizzare tali effetti negativi, si utilizza un rivestimento antiriflesso.
- Surplus di energia dai fotoni incidenti ( $\approx 25\%$ ). Una parte dei fotoni presenta un'energia maggiore di quella necessaria a formare le coppie elettroni-lacune che degrada in calore.

- Mancanza di energia dei fotoni incidenti ( $\approx 20\%$ ). Al contrario del fattore precedente stavolta i fotoni hanno un'energia minore di quella necessaria a creare le coppie elettroni-lacune.
- Fattore di ricombinazione ( $\approx 2\%$ ). Una parte delle coppie elettroni-lacune si ricombinano e la loro energia viene assorbita in forma di calore. L'ammontare di questa perdita dipende dalle impurità e dai difetti del materiale.
- Fattore di riempimento ( $\approx 20\%$ ). Parte dell'energia elettrica fotogenerata viene dissipata nel diodo, nella  $R_s$  e nella  $R_{sh}$ .

L'efficienza di conversione corrisponde al rapporto tra la massima potenza in uscita  $P_{MAX}(W)$  e la potenza incidente  $P_i = G * A$  sulla superficie  $A (m^2)$  della cella.

### **1.1.6 I moduli fotovoltaici**

Il modulo fotovoltaico con celle al silicio cristallino generalmente consiste di diverse celle unite in serie (36 o 72). Differenti tecniche di produzione permettono la costruzione di moduli con celle protette dagli agenti atmosferici (polvere, vento, umidità, grandine, etc.) e che riescono a mantenere l'equilibrio termico all'interno di un intervallo di temperature accettabile (45-75 °C nelle peggiori condizioni). Riguardo alla produzione dei moduli, è stato osservato che le celle in silicio monocristallino hanno una forma rotonda e successivamente possono assumere una forma quadrata, tagliando i bordi, con un conseguente spreco di materiale. Dall'altra parte le celle in silicio policristallino hanno una forma quadrata e ciò permette un migliore utilizzo della superficie rettangolare dei moduli.

Le celle solari sono collegate elettricamente, dopodiché sono strettamente chiuse tra due strati. Quello frontale deve essere trasparente alla luce, e per questa ragione viene utilizzato un vetro ad alta trasmittanza. Un polimero termoplastico, trasparente alla luce e che non varia col tempo (etilene vinil acetato, EVA) circonda le celle e tiene uniti i due strati, rendendo il pannello compatto e resistente alle intemperie; inoltre previene infiltrazioni di umidità ma non sopporta le alte temperature ( $>85^{\circ}\text{C}$ ). La copertura posteriore è realizzata tramite un pannello di vetro oppure tramite uno strato sottile di Mylar o Tedlar.

Per quanto riguarda i moduli con celle a film sottile la struttura consiste di una doppia giunzione  $P-I-N$ , con un contatto conduttivo trasparente con lo strato  $P$  ed un contatto ohmico con quello di tipo  $N$ . Il materiale usato per la realizzazione dello strato  $P$  è l'ossido di stagno, che è il più impiegato ossido trasparente conduttivo per la fabbricazione di pellicole conduttive trasparenti. L'alto drogaggio di questi strati forma un "tunnel di giunzione" con lo strato  $P$  e riduce così la resistenza alla corrente. La sequenza di produzione di un modulo di questo tipo è la seguente:

1. strato di ossido di stagno;
2. strato di silicio amorfo ad alto drogaggio (di tipo  $P$ );
3. strato di silicio amorfo intrinseco ( $I$ );
4. strato sottile di silicio amorfo (di tipo  $N$ );
5. strato sottile di metallo.

L'ultimo strato deve formare un contatto ohmico con quello di silicio amorfo (di tipo  $N$ ) e deve anche essere riflettente, in modo tale da poter riflettere quella frazione di luce non assorbita nel passaggio attraverso la cella.

L'efficienza di conversione globale viene calcolata alle condizioni di prova standard (STC), che corrispondono a: irradianza  $G = 1000 \text{ (W/m}^2\text{)}$ , massa d'aria  $AM = 1.5$  e temperatura di cella  $T_{PV} = 25^\circ\text{C}$ . Negli ultimi 10 anni, l'efficienza dei moduli al silicio è aumentata da circa il 12% al 17%, e allo stesso modo l'efficienza dei moduli in CdTe è passata dal 9% al 19% [4]. In laboratorio i moduli più performanti sono quelli basati sul silicio monocristallino con un'efficienza del 24.4% [4]. Una delle caratteristiche più importanti dei moduli è la potenza di picco ( $W_p$ ). Valori tipici di questo parametro si trovano nel range 10-350  $W_p$ . In condizioni di prova standard si possono definire anche altri parametri elettrici dei moduli FV:

- la corrente di corto circuito  $I_{sc}$ ;
- la tensione di circuito aperto  $U_{oc}$ ;
- la corrente nel punto di massima potenza  $I_M$ ;
- la tensione nel punto di massima potenza  $U_M$ .

Siccome le condizioni sopracitate sono create artificialmente in laboratorio, può essere definito un altro parametro importante: la Temperatura Operativa Nominale di Cella (NOCT). Tale parametro determina la riduzione del rendimento del pannello FV all'aumentare della temperatura ambiente. Viene definito come la temperatura corrispondente all'equilibrio termico con le seguenti condizioni:  $G = 800 \text{ (W/m}^2\text{)}$ , temperatura ambiente  $T_a = 20^\circ\text{C}$  e velocità del vento di 1 m/s.

La NOCT oscilla tra 42 e 50°C e permette di stimare la temperatura della cella in differenti condizioni di lavoro. Facendo l'assunzione che la differenza di

temperatura tra  $T_c$  e  $T_a$  abbia una dipendenza lineare dall'irradianza  $G$ , la temperatura di cella si calcola in questo modo:

$$T_c = T_a + \frac{NOCT - 20^\circ C}{800 W/m^2} * G \quad (10)$$

La caratteristica  $I(U)$  di un modulo FV è molto simile a quella delle celle che lo compongono, anche se si riscontra un aumento della tensione e della corrente, il primo dovuto alla connessione in serie delle celle, mentre il secondo alla connessione in parallelo delle stringhe.

### **1.1.7 Componenti di un impianto fotovoltaico**

Dal punto di vista tecnico, per rendere utilizzabile l'energia elettrica prodotta da un certo numero di moduli fotovoltaici connessi tra loro, è necessario integrare l'impianto con alcuni dispositivi. Innanzitutto, si deve ricordare che un generatore FV produce elettricità in corrente continua (DC), mentre la maggior parte delle utenze vengono alimentate da energia in corrente alternata (AC). A tal proposito si ricorre all'utilizzo di un convertitore DC/AC (inverter). Successivamente si deve tener conto che il generatore FV presenta una potenza in input imposta dalle condizioni climatiche, perciò per estrarre la massima potenza, risulta essere molto redditizio l'utilizzo di un convertitore DC/DC che funzioni come inseguitore del punto di massima potenza, detto Maximum Power Point Tracker MPPT. Infine, si deve considerare l'inserimento di adeguati dispositivi di sicurezza e di monitoraggio.

Riferendoci alla letteratura [5], si ricorda come una fondamentale classificazione per gli impianti fotovoltaici possa essere fatta in funzione della sua connessione alla rete pubblica. Si definisce impianto “stand alone” se non vi è collegamento alla rete, mentre si definisce “grid connected” se è presente almeno un punto di connessione. Da quello che si è appreso nei paragrafi precedenti, un singolo modulo non è sufficiente per produrre una quantità di energia elettrica interessante. Per questo motivo è necessario collegare più moduli in serie in modo da ottenere una maggiore potenza. Esistono diversi tipi di strutture complesse nel settore, e sono identificate da questi termini:

- “stringa FV”: gruppo di moduli collegati elettricamente in serie e preassemblati meccanicamente;
- “array FV”: gruppo di moduli assemblati con la struttura di supporto;
- “campo FV”: insieme di tutti gli array che formano l'impianto, generalmente composto da diverse stringhe connesse tra loro in parallelo.

I dispositivi di sicurezza sono necessari per diminuire le perdite di potenza e limitare la formazione di “hot spots”, per esempio per effetto di ombreggiature.

In una stringa di moduli connessi in serie viene inserito un diodo di “bypass”  $D_P$  in antiparallelo ad ogni modulo. Tale diodo ha un doppio effetto, ossia quello di proteggere le celle oscurate da tensioni inverse e quello di permettere di ridurre la potenza del solo contributo del modulo oscurato, senza andare a compromettere l'intera stringa. In caso invece di connessione di una stringa parallela, la protezione da tensioni asimmetriche è assicurata dal diodo di protezione  $D_S$ , connesso in serie

ad ogni stringa. Il diodo  $D_S$  conduce corrente e causa un piccolo salto di tensione (0.6-0.8 V), ma che risulta trascurabile in confronto alla tensione generata dai moduli in serie. Se una o più celle in una stringa FV sono difettose, subentrano delle tensioni asimmetriche rispetto alle altre stringhe connesse in parallelo. In questo caso il  $D_S$  blocca l'intera stringa difettosa, rendendola inattiva. Altro vantaggio portato dal suo utilizzo è la possibilità, in caso di assenza di illuminazione, di bloccare la corrente inversa che potrebbe essere assorbita dai moduli FV.

### 1.1.8 Stima della produzione di energia

L'energia prodotta da un impianto fotovoltaico è direttamente proporzionale alla radiazione solare incidente sulla superficie del generatore ( $kWh/m^2$ ) tramite due fattori, la superficie  $S_{PV}$  del generatore appunto e l'efficienza di conversione  $\eta_{STC}$ :

$$E_{ac} = H_g * S_{PV} * \eta_{STC} = h_{eq} * P_{peak} \quad (11)$$

dove  $h_{eq}$  corrisponde al “numero di ore equivalenti”. Questo parametro si ricava dal rapporto tra la radiazione giornaliera ( $kWh/m^2$ ) e l'irradianza di riferimento  $G_{STC}$ , ed indica il numero di ore di funzionamento alla potenza nominale per un determinato array FV. Nell'equazione (11) si ottiene quindi l'energia prodotta in un giorno, ma questo valore è teorico e non tiene conto delle perdite. Il parametro che invece lo fa è definito “*Performance Ratio*” (PR), e si ottiene dal rapporto tra l'energia attualmente prodotta e il valore teorico trovato in precedenza. Tale parametro permette di confrontare diversi impianti FV, ad esempio un impianto FV

connesso alla rete ha in media un PR nel range 0.7-0.8, mentre un impianto FV stand-alone con batterie possiede un PR che va da 0.55 a 0.65.

Dopo aver approfondito gli aspetti più importanti di questa tecnologia ad energia pulita, passiamo a definirne un'altra che utilizza una fonte primaria di energia diversa da quella appena vista in questi paragrafi.

### *Riferimenti*

I paragrafi precedenti, riguardanti i sistemi fotovoltaici, riassumono informazioni contenute nei seguenti documenti: [4], [5], [6], [7], [8], [9], [10] e [11].

## 1.2 Eolico

L'energia eolica è una risorsa importante per l'economia europea. Il settore contribuisce con 37 miliardi di euro al PIL dell'UE e impiega 300.000 persone. Il settore eolico si è comportato in modo resiliente durante la crisi del COVID-19. I parchi eolici europei esistenti hanno continuato a funzionare, fornire elettricità dove era necessaria. L'industria ha continuato a installare nuove capacità, connettendo 5 GW alla rete nella prima metà del 2020. Ha investito 14 miliardi di euro in nuovi progetti pronti per l'attuazione. Pertanto, l'energia eolica può svolgere un ruolo significativo nel rilanciare l'economia verde [12].

Il “Green Deal” dell'UE prevede un'importante espansione di energia eolica nei prossimi 30 anni, portandola dal 15% dell'energia elettrica europea oggi a circa il 50% entro il 2050. Conseguendo questo obiettivo, a livello globale l'UE potrà aumentare in modo significativo il contributo all'economia della sua industria eolica, e a vantaggio delle comunità in tutto il continente. Ma le misure politiche, in particolare quelle sull'autorizzazione di progetti eolici nuovi e ripotenziati, saranno di vitale importanza in tutto ciò [12].

Riguardo alla tecnologia di conversione elettromeccanica, il mercato si divide in due tipi di turbine:

- Turbine a velocità fissa (40%)
- Turbine a velocità variabile (60%), di più recente sviluppo, equipaggiate con generatore asincrono a doppia alimentazione (DFIG) oppure con generatori sincroni a magneti permanenti (PMSG).

Le turbine a velocità fissa hanno alte efficienze nell'intorno della velocità nominale del vento con uno slittamento del 1-2%; valori più alti si possono accettare solo durante il transitorio per ridurre i carichi, come ad esempio durante improvvise raffiche di vento. Per velocità del vento basse, un aumento dell'efficienza si ottiene con sistemi a due velocità. In questo caso, le turbine vengono equipaggiate con un generatore asincrono e avvolgimenti con il doppio del numero di poli, altrimenti con due generatori asincroni di diversa potenza ed un "gearbox" (moltiplicatore di giri) con doppio rapporto, in modo da raggiungere alte efficienze a potenze sia basse che nominali.

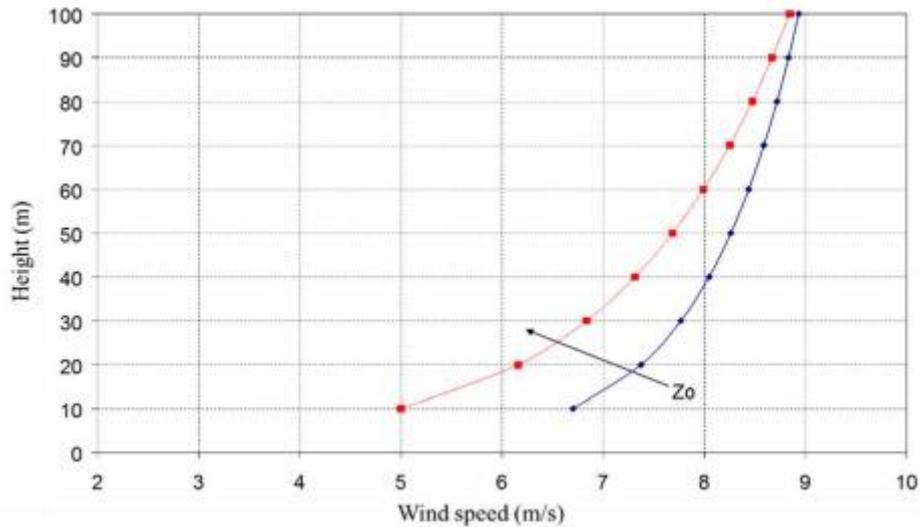
Per quanto riguarda la tecnologia a velocità variabile, utilizzata per lo più con potenze maggiori, il range di velocità è ampio. La caratteristica più interessante è quella di avere un'alta efficienza anche per velocità del vento medio-basse (4-8 m/s), tipiche, per esempio, di nazioni come Italia e Spagna.

### **1.2.1 Il vento e le sue principali caratteristiche**

L'energia eolica è l'energia del vento, e di fondamentale importanza in questo senso sono la sua velocità e direzione. Per misurare questi parametri si utilizzano anemometri posti a 10-15 m di altezza dal suolo. Per usufruire dei dati sperimentali del vento, occorre riportarli all'altezza del centro della turbina perché la velocità del vento è fortemente influenzata dall'altezza e dal tipo di terreno. Questa informazione viene tradotta matematicamente dalla scabrezza  $z_0$ :

$$v(h) = v(h_{rif}) * \frac{\ln\left(\frac{h}{z_0}\right)}{\ln\left(\frac{h_{rif}}{z_0}\right)} \quad (12)$$

La velocità del vento aumenta in corrispondenza di alti valori di altezza (figura 11); il più piccolo valore di  $z_0$  corrisponde a superfici piatte, mentre il massimo lo si trova per città con palazzi e grattacieli.



*Figura 11: Influenza della scabrezza per diverse altitudini*

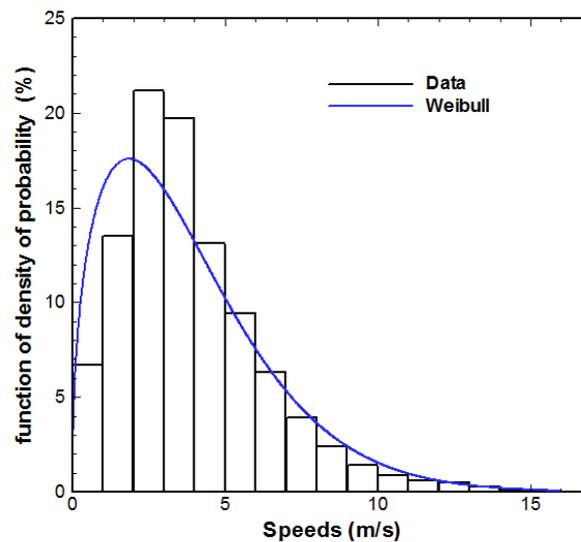
Da un punto di vista statistico, risulta necessario calcolare, per una data direzione del vento, il numero di ore durante le quali la velocità si ritrova dentro un intervallo predefinito, raggruppando i dati in classi di velocità. Dopo aver fatto ciò, bisogna calcolare il valore medio e la deviazione standard. A questo punto è possibile risalire alla rosa dei venti, il grafico che ne risulta mostra le direzioni prevalenti per un'installazione appropriata delle turbine. Solitamente i dati sperimentali sono ben descritti dalla distribuzione di Weibull, che è rappresentata dalla seguente formula:

$$f_W(v, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta} * \left(\frac{v}{\beta}\right)^{\alpha-1} * e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (13)$$

L'integrale di questa densità di probabilità fornisce la probabilità cumulativa:

$$F_W(v, \alpha, \beta) = 1 - e^{-\left(\frac{v}{\beta}\right)^\alpha} \quad (14)$$

Dato che l'efficienza di conversione è funzione della velocità del vento, i generatori eolici richiedono questo tipo di analisi statistica.



*Figura 12: Distribuzione di Weibull*

## 1.2.2 Conversione dell'energia

Le turbine eoliche sfruttano il teorema di Bernoulli per la conversione dell'energia.

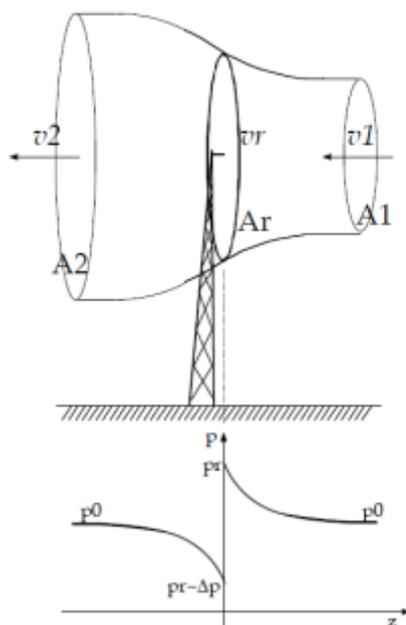
Tale teorema unisce tre componenti:

- Energia potenziale gravitazionale ( $m * g * h$ );
- Energia cinetica ( $0.5 * m * v^2$ );
- Energia collegata alla pressione ( $p * V$ ).

Si applica ad una massa fluida (assunta incompressibile) in movimento, in assenza di lavoro meccanico, fatto o ricevuto dalla massa. La conservazione dell'energia

implica la trasformazione di uno dei tre termini sopracitati in un'altra forma di energia.

In una turbina eolica ideale, con uno spessore infinitesimo lungo la direzione del vento, il processo di conversione incomincia ad un'energia potenziale costante, poiché l'altitudine della massa d'aria non cambia. La conversione poi si ottiene in un tubo di flusso, la cui sezione si espande sia prima che dopo aver investito l'area della turbina. Assumendo una densità d'aria costante, la velocità finale è minore rispetto a quella iniziale. A questo punto, applicando il teorema di Bernoulli prima e dopo il contatto con la turbina, si può dimostrare che il decremento dell'energia cinetica del fluido corrisponde ad un incremento dell'energia di pressione.



*Figura 13: Andamento della pressione lungo il tubo di flusso*

Non è possibile applicare il teorema di Bernoulli nell'istante in cui la massa d'aria viene in contatto con le pale della turbina perché in questa sezione, come si può

notare in figura 13, è presente una discontinuità di pressione che corrisponde alla generazione di energia meccanica.

### 1.2.3 Coefficiente di potenza

Il rapporto tra la potenza estratta e la potenza disponibile dal vento viene definito coefficiente di potenza  $C_p$ , diverso per ogni tipologia di turbina:

$$C_p = \frac{P}{\frac{1}{2} \rho_a A v^3} \quad (15)$$

dove  $\rho_a$  è la densità d'aria ( $\approx 1.225 \text{ kg/m}^3$  a livello del mare e temperatura ambiente di  $15^\circ\text{C}$ ) e  $A$  è l'area spazzata dalle pale.

Grazie al teorema di Betz, il massimo valore teorico equivale a  $16/27$ , ossia si può utilizzare solo il 59,3% della potenza disponibile dal vento in ingresso. Tale valore è definito come il Limite di Betz. Nella pratica sono tre gli effetti che decrementano il coefficiente di potenza raggiungibile:

- Rotazione della scia all'interno del rotore;
- Numero finito di pale;
- Resistenza aerodinamica non nulla.

Inoltre, la turbina eolica può subire perdite di potenza a causa di effetti “esterni” alla turbina stessa. Ad esempio, si avranno perdite per “altitudine” dovute alla variazione della pressione o alla temperatura, per effetto scia o per sporcamento delle pale.

È molto importante ricordare che ogni turbina è caratterizzata dalla sua curva di prestazione, che corrisponde al coefficiente di potenza in funzione del rapporto cinetico (“tip speed ratio”). Quest’ultimo, identificato con il parametro  $\lambda$ , è descritto dal rapporto tra la velocità tangenziale all’estremità delle pale e la velocità del vento in ingresso al tubo di flusso:

$$\lambda = \frac{v_t}{v} = \frac{\omega \cdot R}{v} \quad (16)$$

dove  $\omega$  è la velocità angolare e R la lunghezza della pala. In figura 14 è rappresentata la curva per una generica turbina eolica. Assumendo un angolo di “pitch” costante possiamo vedere in figura che:

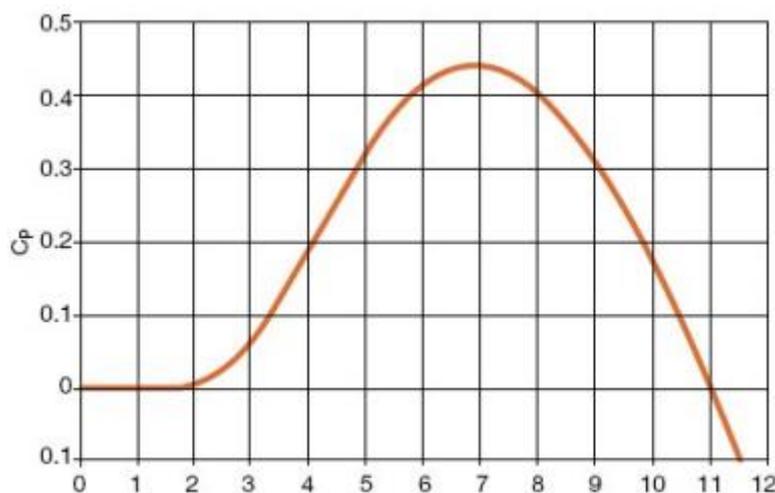


Figura 14: Coefficiente di potenza  $C_p$  in funzione del tip speed ratio  $\lambda$

- esiste un unico valore di  $\lambda$  per cui l’efficienza di conversione è massima;
- al variare della velocità del vento  $v$  occorre variare volutamente la velocità di rotazione delle pale se si vuole mantenere  $\lambda$  costante e pari al valore per cui si ha  $C_{pmax}$ ;
- per valori bassi di  $\lambda$  si ha una riduzione della portanza ed un aumento della resistenza fino al raggiungimento dello stallo;

- per valori alti di  $\lambda$  si ha una riduzione sia della portanza che della resistenza in una condizione detta “di fuga”.

Come si può intuire, per le turbine a velocità variabile, viene adottato un sistema di controllo per tracciare il coefficiente di potenza massimo. Riprendendo le equazioni (15) e (16), è possibile descrivere la curva della potenza meccanica in funzione della velocità angolare delle pale, avendo fissato la velocità del vento. La figura 15 mostra le curve di  $P_{mec}(\omega)$  per diversi valori di velocità del vento prefissati. Per tutte queste curve viene evidenziato il luogo dei massimi. In questo caso un’ottima regolazione viene eseguita spostandosi lungo questo percorso. In conclusione, per ogni velocità del vento esiste una sola velocità delle pale in grado di assicurare la massima potenza estratta. Da un punto di vista analitico, il luogo dei massimi della potenza meccanica è espresso dalla seguente formula:

$$P_{max} = C_{Pmax} \frac{1}{2} \rho \pi R^5 \frac{\omega^3}{\lambda_{max}^3} \quad (17)$$

Da far notare che, per passare dalla velocità delle pale a quella del generatore elettrico, bisogna utilizzare un “gearbox” (moltiplicatore di giri). In figura 15 è evidente che per valori di velocità del vento maggiori di 9 m/s si opera a velocità del rotore costante. Questo succede perché si raggiunge il limite imposto dalla forza centrifuga.

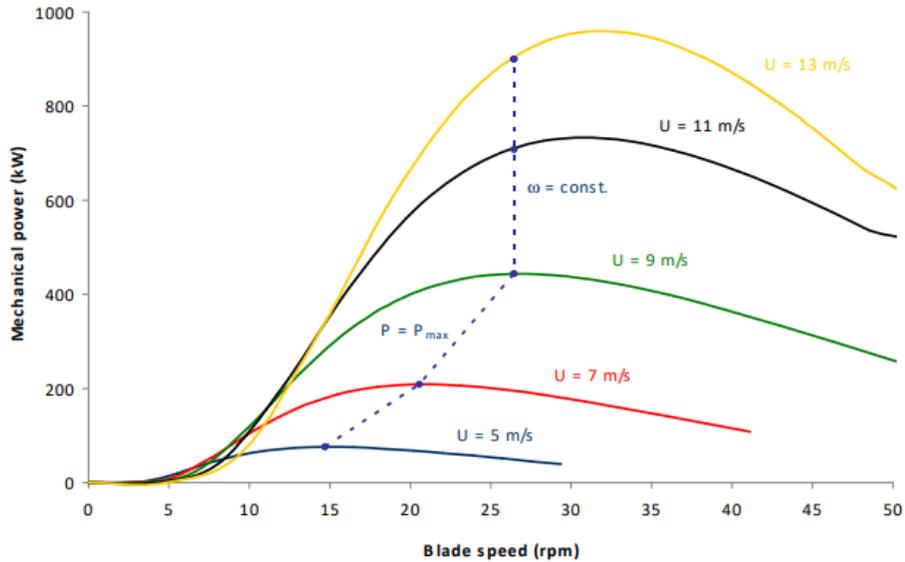
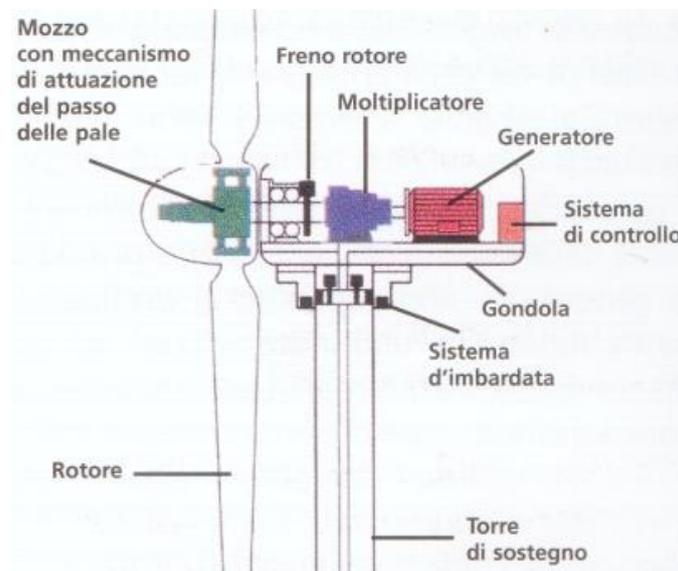


Figura 15: Curve di potenza meccanica in funzione della velocità  $\omega$

## 1.2.4 Turbina ad asse orizzontale

Le più diffuse turbine sono quelle ad asse orizzontale, poste ad un'altezza dal suolo considerevole e supportate da una torre. L'elemento essenziale per la conversione energetica sono le pale (in generale 2 o 3 di lunghezza tra i 10 e 50 m). Il loro design è altamente aerodinamico e la potenza meccanica prodotta si basa sull'area spazzata da queste. Sono di solito realizzate in fibra di vetro e resina epossidica, e fissate al mozzo il quale a sua volta è collegato all'albero lento (30 rpm). Quest'ultimo è connesso all'albero veloce (1500 rpm) tramite il "gearbox", citato in precedenza. Infine, l'albero veloce trasmette la coppia al generatore elettrico. Ad eccezione delle pale, tutti gli elementi appena nominati sono contenuti all'interno di una cabina metallica chiamata "gondola" o "navicella" (figura 16). Esistono tre diversi tipi di controllo meccanico della turbina per ovviare alla variabilità della direzione e della velocità del vento:

- regolazione del “pitch” delle pale, è utilizzato per velocità del vento eccessive e quindi si blocca il rotore ruotando le pale nella posizione in cui il bordo d’attacco è rivolto al vento.
- controllo di imbardata, permette di orientare la navicella rispetto alla torre in modo da seguire la direzione del vento;
- controllo di inclinazione, permette di sfruttare tutti quei venti la cui direzione non coincide con quella orizzontale.



*Figura 16: Elementi principali di una turbina ad asse orizzontale*

Come già accennato all’inizio di questo capitolo, si possono distinguere due tipi di sistemi: a velocità fissa e a velocità variabile. Nei sistemi a velocità variabile, per assicurare la massima efficienza, è necessario disaccoppiare il generatore elettrico dalla rete, inserendo un convertitore AC/DC in grado di raddrizzare e stabilizzare la tensione generata a frequenza variabile. Infine, si aggiunge un inverter in grado di produrre una potenza AC a frequenza costante.

## 1.2.5 Calcolo dell'energia prodotta

Come dichiarato nei paragrafi precedenti, le prestazioni di una turbina dipendono molto dal vento. Quindi per calcolare la produzione di energia si richiede la conoscenza di alcuni parametri: la distribuzione delle frequenze della velocità del vento  $f_W(v)$  e la curva della potenza elettrica  $P_{el}(v)$  funzione della velocità del vento.

La somma dei prodotti di questi due parametri, effettuata per ogni valore di velocità del vento al mozzo, restituisce l'energia prodotta e iniettata in rete. Se si considera il periodo di un anno intero (8760 h) e un range profittevole di velocità del vento (3-25 m/s), la formula è la seguente:

$$E_{AC,vento,anno} (kWh) = 8760 * \sum_{v=3}^{v=25} (P_{el}(v) * f_W(v)) \quad (18)$$

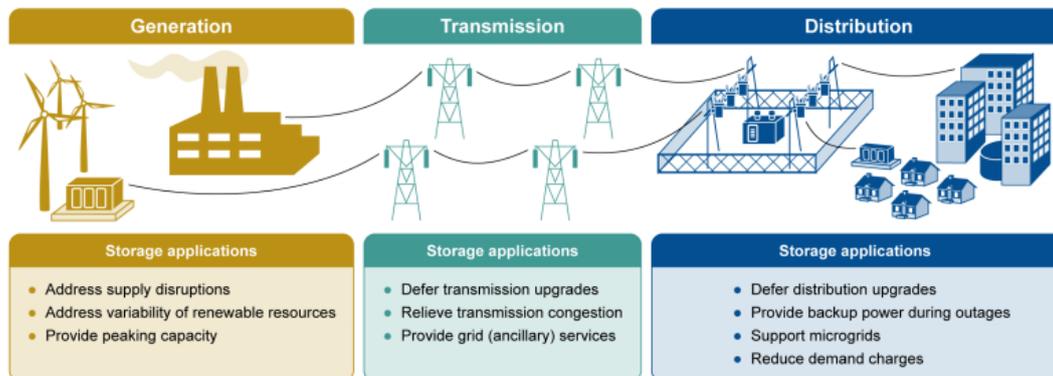
Per il confronto con le centrali termoelettriche, si fa riferimento ad un parametro che corrisponde al rapporto tra energia prodotta ed energia ideale massima annuale (la produzione di energia alla potenza nominale per 8760 h). Tale parametro prende il nome di “fattore di capacità”, per gli impianti termoelettrici è di circa il 70-90%, mentre per un impianto eolico è nel range 20-40%.

### *Riferimenti*

Questo paragrafo, che riguarda i sistemi di generazione eolica, riassume informazioni e nozioni contenute nei seguenti documenti: [5], [12], [13], [14], [15].

## 1.3 Accumulo elettrochimico

Lo stoccaggio di energia può essere utilizzato in vari modi per migliorare l'affidabilità e l'efficienza delle operazioni di rete. Il sistema di accumulo può entrare in gioco in ognuna delle fasi di generazione, trasmissione, distribuzione, con la finalità di fornire vari servizi, compensare il disaccoppiamento temporale tra picchi di produzione e picchi di consumo, e potenzialmente per ridurre i costi. Per esempio, l'accumulo di energia può aiutare gli operatori di rete ad affrontare le interruzioni dell'approvvigionamento, ridurre la congestione della trasmissione durante i periodi di forte domanda, rinviare la necessità di aggiornamenti del sistema di trasmissione o distribuzione e fornire alimentazione di backup durante un'interruzione di corrente. La Figura 17 illustra esempi di potenziali applicazioni nella rete elettrica.



*Figura 17: Esempi applicativi di accumulo energetico*

Tra le varie tipologie di sistemi di accumulo si inseriscono gli accumulatori elettrochimici che sono in grado di convertire direttamente l'energia chimica in energia elettrica. L'elemento cardine di un sistema di accumulo di questo tipo è la cella elettrochimica, che produce una tensione in DC variabile e dell'ordine di pochi volt. Unendo in serie e/o parallelo più celle è possibile ottenere accumulatori di

taglia maggiore, chiamati batterie. Il sistema di accumulo elettrochimico completo comprende eventualmente un convertitore elettronico nel caso in cui debba essere interfacciato verso la rete elettrica. Le caratteristiche più importanti per questo tipo di sistemi sono: la modularità, tempi di risposta alle variazioni di carico veloci ed elevato rapporto potenza/energia. Prima di addentrarsi nella materia si riassumono i principali parametri di cui bisogna tener conto per comprendere la qualità delle diverse batterie. Facendo riferimento ad una temperatura ambiente di 20°C si possono definire:

- tensione nominale  $V_{nom}$ , ossia la tensione della batteria durante l'alimentazione di un carico;
- tensione massima  $V_{max}$  e minima  $V_{min}$ , range al di fuori del quale si riduce la reversibilità delle reazioni chimiche;
- capacità, cioè la quantità di carica disponibile in ampere-ora ( $Ah$ );
- “Depth of Discharge” (DOD), ossia la quantità di carica, in percentuale, rimossa dallo stato di piena carica senza che l'accumulatore venga danneggiato;
- durata della batteria, di solito espressa in numero di cicli di carica/scarica relativi a un DOD specifico;
- densità di energia, cioè l'energia che può essere accumulata in un'unità di volume ( $Wh/l$ ) o peso ( $Wh/kg$ ).

Nell'ultima decade, dal punto di vista della tecnologia di accumulo, si sono susseguiti diversi miglioramenti nei campi di sicurezza, affidabilità, prestazioni,

efficienza e costo. Predominano il mercato delle batterie per applicazioni energetiche quelle al piombo acido e a ioni di litio.

### **1.3.1 Batterie a ioni di litio**

Dal 1991 la produzione di batterie al litio è aumentata in modo consistente grazie alle loro ottime prestazioni, come una vita attesa molto lunga, un rendimento energetico molto elevato (di solito superiore al 90%), un'energia e una potenza specifica molto elevate.

Una batteria, il cui funzionamento si basa sul moto degli ioni di litio ( $Li^+$ ) sia per l'elettrodo positivo che per quello negativo, viene generalmente identificata come batteria a ioni di litio. È risaputo che con tale appellativo si può indicare più di una tipologia di batteria. Il principio di funzionamento consiste nel moto reversibile degli ioni di litio ( $Li^+$ ) attraverso due elettrodi porosi separati da una membrana che ostacola il contatto elettrico. Generalmente questi due elettrodi sono formati da un substrato metallico, rame per l'anodo e alluminio per il catodo, ricoperti da un materiale attivo. Il separatore può consistere di un foglio microporoso di un polimero organico, ad esempio polietilene o polipropilene. Infine, il tutto si ritrova immerso in una soluzione elettrolita contenente cariche libere di  $Li^+$ .

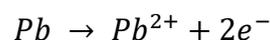
Durante le reazioni di ossidoriduzione associate alla carica e alla scarica, gli ioni di litio migrano da un elettrodo all'altro in modo reversibile. Quando la cella è completamente scarica, tutto il litio è contenuto nel catodo. Durante la fase di carica, gli ioni vengono estratti dal catodo e arrivano all'anodo, dove il processo di caricamento della batteria determina l'intrappolamento di questi ioni. L'anodo

quindi si riduce acquisendo elettroni dal circuito esterno. Durante la fase di scarica, il litio intrappolato nell'anodo si ossida rilasciando elettroni all'esterno, mentre gli ioni di litio migrano verso il catodo, che si riduce.

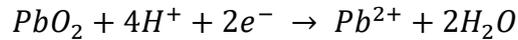
### 1.3.2 Batterie al piombo acido

Le batterie al piombo rappresentano la tecnologia più utilizzata al mondo. Hanno un curriculum impareggiabile in termini di affidabilità e sicurezza, che insieme a una base di fornitori consolidata in tutto il mondo, le rendono la batteria dominante in termini di *MWh* di produzione. Anche se ad oggi le loro prestazioni sono state superate da altre tecnologie di accumulo, rimangono ancora molto vendute nel mercato mondiale grazie al loro basso costo. Il loro utilizzo è cambiato nel corso del tempo quando si scoprì la possibilità di sfruttarle come batterie ricaricabili.

Come per quelle a ioni di litio, anche le batterie al piombo acido sono formate da più celle disposte in serie. La cella è formata da un anodo di piombo spugnoso (Pb) e un catodo di diossido di piombo ( $PbO_2$ ) immersi in una soluzione elettrolitica acquosa contenente acido solforico ( $H_2SO_4$ ). Questa tecnologia sfrutta la dissociazione dell'acido, rilasciando ioni  $HSO_4^-$  e  $H_3O^+$  dalla prima dissociazione,  $SO_4^{2-}$  e  $H_3O^+$  dalla seconda. All'anodo avviene la semi-reazione di ossidazione del piombo che libera lo ione  $Pb^{2+}$  che precipita con lo ione  $SO_4^{2-}$  generando solfato di piombo ( $PbSO_4$ ).



Per quanto riguarda il catodo si considera la semi-reazione di riduzione del diossido di piombo con rilascio dello ione piombo e acqua.



Anche qui lo ione piombo reagisce con  $SO_4^{2-}$  per formare il solfato di piombo. Tale composto si deposita sulle piastre della batteria durante la fase di scarica.

Siccome il processo è reversibile la batteria può essere ricaricata. Il materiale attivo dei due elettrodi viene quindi portato allo stato iniziale fornendo energia elettrica. Il solfato di piombo si trasforma in piombo metallico (Pb) e acido solforico ( $H_2SO_4$ ) nel polo negativo, biossido di piombo ( $PbO_2$ ) e acido solforico ( $H_2SO_4$ ) nel polo positivo. Nella pratica il processo chimico appena descritto non è interamente reversibile, poiché una parte del materiale attivo degli elettrodi viene ricoperto dal solfato di piombo.

In aggiunta alla problematica appena menzionata, esistono altre criticità. Le più importanti e pericolose sono il corto circuito interno, la deformazione delle piastre e la perdita di acido.

### **1.3.3 Confronto tra le due tecnologie**

In tabella 1 si possono vedere le principali caratteristiche delle due tecnologie appena discusse. In questo elaborato è stata utilizzata quella a ioni di litio, perché ha una maggiore potenza specifica e un più alto rendimento energetico. Negli ultimi anni si sono fatti grandi investimenti in questo settore, che hanno contribuito allo sviluppo dell'utilizzo stazionario di questa tecnologia. Per i grandi impianti, come

nei casi di studio che vedremo più avanti, il costo di installazione si aggira intorno ai 300 €/kWh e ci sono buoni propositi per un ulteriore decremento nei prossimi anni.

	<b>Piombo acido</b>	<b>Ioni di litio</b>
Tensione nominale (V)	2	2,2-3,7
Potenza specifica (W/kg)	20-80	200-3000
Energia specifica (Wh/kg)	15-40	40-180
Efficienza	70-85%	80-95%
Cicli di vita attesa (DOD = 80%)	800	1500-5000
Corrente massima in scarica/carica	10C/1C	100C/10C
Temperatura di lavoro	0-60°C	0-60°C

*Tabella 1: Confronto tra batteria al piombo acido e a ioni di litio*

### **1.3.4 Impatto e sostenibilità ambientale**

L'impatto ambientale delle batterie varia a seconda della tipologia. Lo smaltimento degli accumulatori elettrochimici è obbligatorio e di responsabilità del produttore; ne consegue che il prezzo di vendita, influenzato dal costo dello smaltimento, cambia a seconda della tecnologia. Per le batterie al piombo acido il prezzo è molto ridotto e vengono riciclate quasi interamente (si riesce a recuperare oltre il 90% del materiale costituente la batteria, poi utilizzato per la costruzione di altre). Per quanto riguarda le batterie a ioni di litio, esse vengono smaltite senza essere riciclate, anche se negli ultimi anni ci sono stati sviluppi nelle procedure di riciclaggio dei materiali di cui sono costituite, un esempio è il recupero dei metalli

contenuti nei dispositivi di accumulo per la loro conversione in materiali catodici attivi all'interno dell'azienda belga Umicore. Questo accade perché il prezzo sul mercato dei materiali non è sufficientemente elevato da rendere conveniente il riciclo, a differenza di quanto avviene per altre tecnologie.

### *Riferimenti*

Tutte le informazioni riassunte nel paragrafo 1.3 sono contenute nei seguenti documenti: [16], [17], [18] e [19].

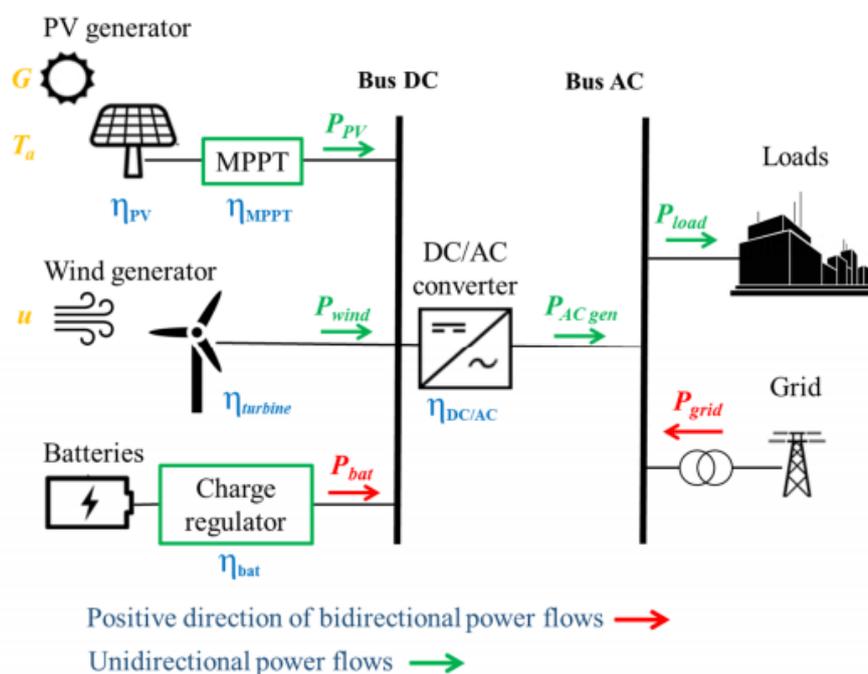
## **2. Modelli matematici delle RES**

In questo capitolo verranno descritti i modelli matematici che si sono utilizzati nel tool di excel, al fine di poter calcolare le taglie dei generatori (FV ed eolici) e del sistema di accumulo nei diversi casi di studio presi in considerazione. La scelta delle località sotto indagine è ricaduta sulla Spagna, vista la relativa reperibilità di dati consuntivi sui carichi elettrici, messi a disposizione dal TSO spagnolo. Si sono prese in considerazione cinque città, utilizzando come criterio di scelta la densità di popolazione e la posizione geografica. Per quanto riguarda i carichi si è preso il valore reale della domanda di energia elettrica dal sito ufficiale della RED Eléctrica de España per l'anno 2019.

### **2.1 Schema di un sistema FV-Eolico con Accumulo**

Il sistema che è stato simulato in questo elaborato è rappresentato in figura 18. Come si può vedere i principali componenti sono il generatore FV, le turbine eoliche e le batterie di accumulo per il lato DC. Questi sono connessi tramite un bus in corrente continua, la cui tensione è dettata dalla batteria. Poi vi sono i convertitori elettronici, utili per trasformare la corrente elettrica generata dalle fonti rinnovabili da continua ad alternata. Dal lato opposto al convertitore, tutti i carichi sono in AC e alimentati dalla rete elettrica, quando non c'è la possibilità di utilizzare le fonti rinnovabili e la batteria è scarica.

L'inverter, posto nel cuore dello schema, presenta una potenza nominale pari alla somma delle potenze nominali dei generatori FV ed eolico. Per il calcolo della taglia di questo dispositivo non si considerano le batterie di accumulo in quanto quest'ultime lavoreranno solo quando le rinnovabili non saranno disponibili. Inoltre, l'inverter è unidirezionale, ciò significa che è permesso il passaggio di energia in un solo verso, quello rappresentato in figura 18. In questo lavoro non si è considerato il caricamento della batteria tramite la rete, poiché le simulazioni



**Figura 18: Architettura del sistema FV, Eolico e batteria**

effettuate hanno come obiettivo la massimizzazione dell'autoconsumo e la riduzione al minimo dell'utilizzo della rete elettrica. Lo sfruttamento della batteria per guadagnare sulla vendita dell'elettricità ai diversi prezzi offerti dal mercato non rientra negli obiettivi di questo lavoro. Le batterie vengono ricaricate dalle fonti rinnovabili solo quando i profili di carico lo permettono. Sono anche presenti due convertitori per il FV e l'eolico, il primo per inseguire il punto di massima potenza (MPP), il secondo per connettere in modo appropriato le turbine con il bus DC.

## 2.2 Modello FV

L'energia generata dai moduli fotovoltaici deriva da valori di irradianza generati tramite un processo stocastico, e corrispondono ad un anno tipico, prendendo in considerazione il trentennio 1961-1990. La potenza DC nel MPP (punto di massima potenza) della caratteristica  $I(U)$  si suppone proporzionale all'irradianza attraverso il rapporto  $P_{FV,n}/G_{STC}$ , dove il termine a numeratore rappresenta la potenza nominale del fotovoltaico, quello a denominatore l'irradianza in condizioni di prova standard. Le perdite dovute allo sporco e riflessione dei moduli FV, quelle dovute ai "mismatch" della curva I-U e quelle dovute all'effetto Joule possono essere riunite sotto un unico termine di efficienza:  $\eta_{mix}$  ( $\approx 92\%$ ) [20].

Le simulazioni sono state eseguite con un time-step di un'ora. Risulta ovvio che, con questo step temporale, grandezze come l'irradianza solare e la temperatura ambiente variano; e di conseguenza variano anche la potenza in ingresso e le perdite per effetto termico, mentre rimangono inalterate le altre fonti di perdita. In conclusione, la potenza DC in ingresso all'inverter è:

$$P_{DC} = P_{FV,n} * \frac{G}{G_{STC}} * \eta_{mix} * \eta_{therm} \quad (19)$$

con:

$$\eta_{mix} = \eta_{dirt} * \eta_{refle} * \eta_{MPPT} * \eta_{cable} * \eta_{shade} \quad (20)$$

Nello specifico le principali cause di perdita sono le seguenti [20]:

- le perdite per temperatura, dovute alla riduzione di potenziale elettrico della cella FV all'aumentare della temperatura. Tipici valori di questo decremento sono di circa  $\gamma_{th} \approx 0.3 - 0.5 \text{ \%}/^{\circ}\text{C}$ . In questo elaborato si utilizza il valore massimo di  $\gamma_{th}$ . Per fare una stima delle perdite, ad ogni intervallo di tempo occorre calcolare la temperatura di cella  $T_c$  con l'equazione (10) del sottoparagrafo 1.1.6. Le perdite per temperatura eccessiva (rispetto alla  $T_{STC}$ ) vengono valutate per mezzo della formula:

$$k_T = \gamma_{th} * (T_c - T_{STC}) \quad (21)$$

- le perdite per sporcamento sono correlate al deposito di polvere e altri materiali sulla superficie in vetro del modulo. Alti livelli di questo tipo di perdite sono da imputare alla debole inclinazione del modulo FV e alla presenza di emissioni di inquinanti nelle vicinanze dell'impianto FV. Per questo lavoro si è considerata una condizione favorevole con un valore di  $\eta_{dirt} = 0.976$ .
- le perdite per riflessione sono dovute al fenomeno per cui solo una parte della radiazione solare riesce a raggiungere la cella FV perché parte di essa viene riflessa. Sono considerate perdite inevitabili, nelle simulazioni si utilizza il valore di  $\eta_{refle} = 0.973$ .
- le perdite per bassa irradianza avvengono principalmente all'inizio e alla fine della giornata, ma anche durante giorni particolarmente nuvolosi. Tali perdite possono essere talmente alte da imporre lo spegnimento dell'inverter. Pertanto, si è impostato il limite  $G_{lim} = 1.77 \text{ W}/\text{m}^2$ , che rappresenta il minimo livello di irradianza per azionare l'inverter.

- le perdite per mismatch sono dovute alla non uniformità della caratteristica  $I(U)$  dei moduli. Questa fa sì che il punto di massima potenza delle stringhe non coincida. In questo elaborato si assume il valore di  $\eta_{mis} = 0.97$ .
- le perdite per effetto Joule si devono alla dissipazione di energia elettrica in calore che ha luogo nei cavi. Dipende dalla sezione e dalla lunghezza dei cavi stessi, ed è consigliato mantenere il suo valore sotto al 3% in condizioni nominali di funzionamento. Siccome il sistema opera in suddette condizioni solo per un breve periodo durante l'anno, è razionale pensare di stimare tale perdita con un valore pari al 1% ( $\eta_{cable} = 99\%$ ).
- le perdite per ombreggiamento sono imputabili ad una collocazione non ottimale dell'impianto, in questo lavoro vengono trascurate.
- la precisione del MPPT causa delle perdite addizionali, specialmente alle basse potenze, stimate intorno al 1% ( $\eta_{MPPT} = 99\%$ ).

## 2.3 Modello Eolico

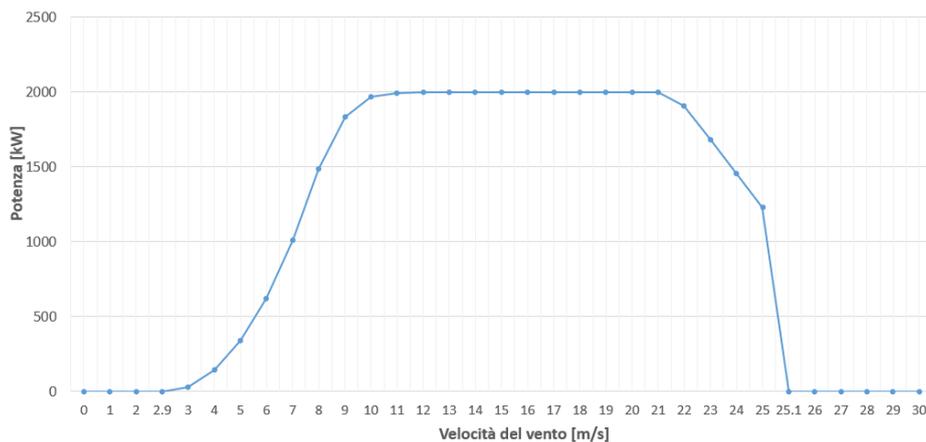
In condizioni stazionarie, la potenza meccanica convertita da una turbina ad asse orizzontale corrisponde alla funzione cubica della velocità del vento e può essere espressa come [21]:

$$P_{mec} = \frac{1}{2} * \rho_{air} * A * v^3 * C_p(\lambda, \beta) \quad (22)$$

dove:

- $\rho_{air} \approx 1.225 \text{ kg/m}^3$  è la densità dell'aria;
- $A = \pi R^2$  è l'area spazzata dalle pale della turbina;
- $v$  (m/s) è la velocità del vento, all'altezza  $z$  del mozzo;
- $C_p$  è il coefficiente di potenza, già trattato nel sottoparagrafo 1.2.3.

Nelle schede dati fornite dai produttori è presente la correlazione tra velocità del vento e potenza in uscita. È una correlazione di tipo empirico, che permette di calcolare la potenza AC generata da una turbina, in funzione della velocità del vento all'altezza del rotore. Essa viene utilizzata nel tool ingegneristico per le simulazioni.



**Figura 19: Correlazione velocità del vento-potenza AC in uscita di una turbina**

In figura 19 viene fornito un esempio, dove si rappresenta la correlazione in questione per la turbina che scelta per le simulazioni. Si è utilizzata una turbina con potenza nominale di 2 MW. Dal grafico si può notare che il cut-in si ha per velocità del vento di 3 m/s, mentre il cut-out avviene a 25 m/s. I dati vengono forniti come una lista di punti discreti e pertanto il “tool” utilizzato per le simulazioni ha interpolato linearmente questi dati e ricavato le potenze in uscita ora per ora per un intero anno.

La velocità del vento, ricavata dalle stazioni meteo, deve essere riportata all'altezza del mozzo tramite la formula (12).

Per confrontare le diverse performance delle turbine eoliche per un determinato sito, si utilizza un parametro denominato efficienza globale  $\eta_{WT}^{glob}$ , espresso dalla seguente formula:

$$\eta_{WT}^{glob} = \frac{P_{el}^{WT}}{0.5 * \rho_{air} * A * v^3} \quad (23)$$

Se il valore massimo dell'efficienza si trova a corrispondere valore più frequente della distribuzione di velocità del vento, si avrà come conseguenza un elevato numero di ore equivalenti, e l'impiego della tecnologia eolica risulta di reale interesse ingegneristico-economico. Nell'esempio di figura 20, la turbina LTW101 lavora con efficienze più alte per velocità alte, mentre la GamesaG114 risulta migliore per valori di velocità nel range 4-10 m/s.

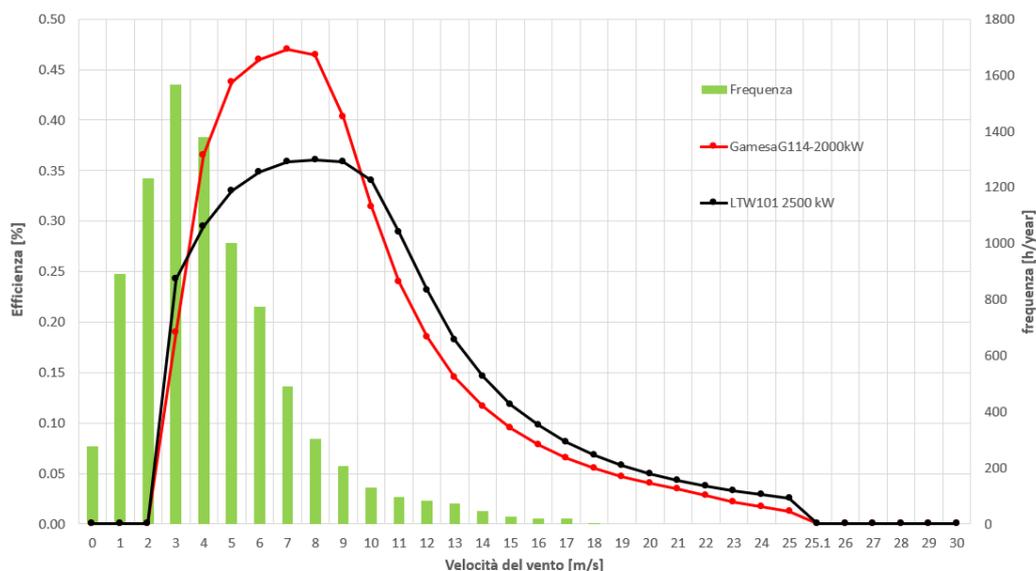


Figura 20 : Confronto tra due turbine eoliche

## 2.4 Modello Batteria

Adottare un corretto modello per rappresentare il funzionamento della batteria è di fondamentale importanza per valutare i flussi energetici ed economici. Prima di tutto bisogna determinare le principali variabili all'interno di questo modello: lo stato di carica (SOC) e lo stato di salute (SOH) [22].

Il SOC viene utilizzato per calcolare la quantità di energia immagazzinata o che può essere accumulata nella batteria con capacità nominale  $C_{storage}$ . Il SOH invece è utilizzato per stimare quando la batteria dovrà essere sostituita. È molto importante fare una stima della vita attesa di una batteria in quanto il suo costo è molto elevato e, conseguentemente, l'eventuale installazione comporta un impatto economico non trascurabile.

In questa tesi, la taglia dei sistemi di accumulo simulati è considerevole, pertanto si utilizza un modello energetico che permette di valutare il SOC della batteria. Una sua eventuale sostituzione viene definita partendo dalla scheda dati fornita dal produttore.

Il comportamento del sistema di accumulo è descritto tramite l'utilizzo di uno stato di carica istantaneo, il quale è funzione del SOC all'istante precedente e dei rendimenti di carica e scarica della batteria  $\eta_{bat}$  [23]:

$$SOC(t + 1) = SOC(t) - \frac{\eta_{bat} * P_{bat} * \Delta t}{V_{bat} * C_{bat}} \quad (24)$$

Si limitano le massime correnti di carica e scarica imponendo a tale parametro di stare in un intervallo di due valori ( $SOC_{min}$  e  $SOC_{max}$ ), in modo da ridurre il degrado e l'invecchiamento della batteria. Nello strumento utilizzato per le simulazioni, per quanto riguarda la sostituzione si verifica semplicemente che gli anni di vita della batteria siano minori di quelli dichiarati dal produttore (10 anni).

## 2.5 Modello inverter

Questo dispositivo rappresenta un elemento di fondamentale importanza in un sistema FV. Di solito il suo costo non influisce in modo determinante nell'investimento, ma l'installazione di un inverter efficiente aumenta le prestazioni del sistema in generale. Usualmente, nei modelli di sistemi FV, l'efficienza dell'inverter è rappresentata da un valore costante. Tuttavia, nei sistemi reali l'efficienza (che indica la frazione di energia in ingresso trasferita all'uscita) si basa sulla frazione di carico al quale il dispositivo è soggetto [24]. Diversi approcci sono stati proposti per rappresentare il comportamento elettrico dell'inverter. In questo elaborato è stato utilizzato un modello che è in grado di rappresentare l'efficienza dell'inverter  $\eta_{inv}$  rispetto ad un ampio range di condizioni operative, con un buon livello di accuratezza [25].

$$\eta_{inv} = \frac{P_{AC}}{P_{DC}} = \frac{P_{DC} - P_{loss}}{P_{DC}} \quad (25)$$

dove  $P_{loss}$  sono le perdite globali dell'inverter definite da:

$$P_{loss} = P_0 + C_L * P_{DC} + C_Q * P_{DC}^2 \quad (26)$$

con i seguenti significati:

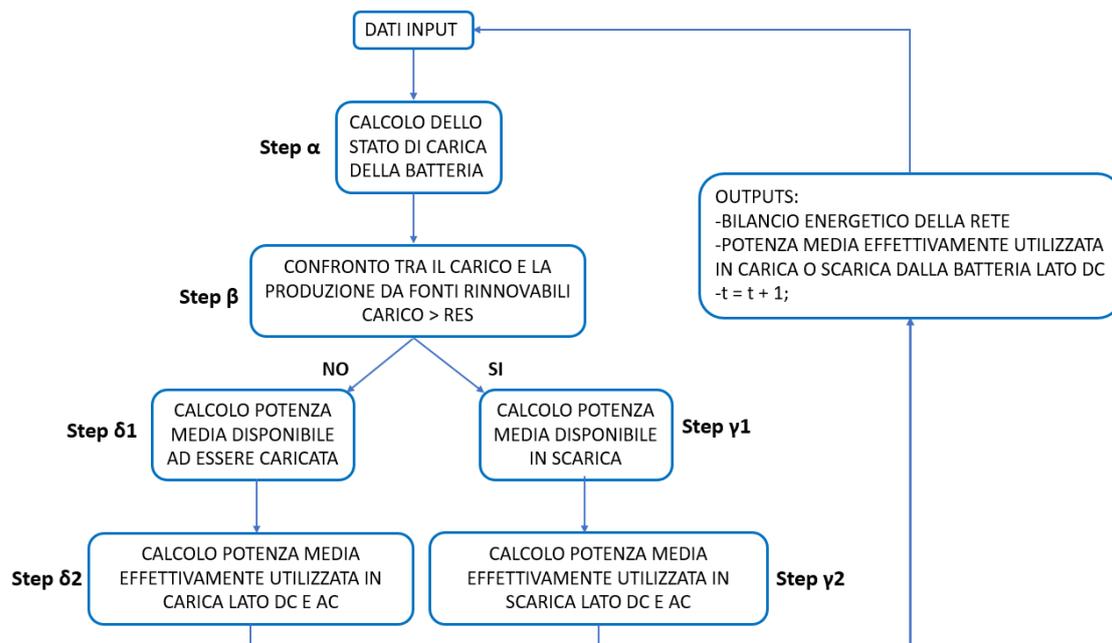
- $P_0$  corrispondono alle perdite di standby, approssimate allo 0.7% della potenza nominale;
- $C_L$  è il coefficiente di perdita lineare (dovuto alla conduzione dei diodi), calcolato tramite il rapporto tra le perdite di standby e la potenza nominale;
- $C_Q$  è il coefficiente di perdita quadratica (tiene conto dei contributi resistivi) , calcolato tramite il rapporto tra le perdite lineari e la potenza nominale.

## 2.6 Modello di gestione dei flussi energetici

Il criterio guida di questa modellazione è quello di poter sfruttare prioritariamente l'energia prodotta da fonti rinnovabili per il soddisfacimento del fabbisogno energetico dell'utenza. Gli assorbimenti dalla rete avranno pertanto luogo solo nel caso in cui il sistema considerato nel suo complesso (fotovoltaico | eolico | batteria) non sia in grado di soddisfare il carico. Solamente nel caso in cui si verifichi un *surplus* di energia da fonti rinnovabili, verrà valutata una possibile carica della batteria; solo in *extrema ratio* tale esubero energetico sarà ceduto alla rete.

Nel foglio di calcolo dello strumento viene valutata la produzione oraria da fotovoltaico ed eolico grazie ai modelli presentati nei paragrafi precedenti. Poi si effettua il confronto con il carico e si valuta l'utilizzo dell'accumulo e della rete. Il

modello della batteria utilizza come dati in input la potenza media generata da fonti rinnovabili ( $P_{ren}(t)$ ), la potenza media assorbita dal carico ( $P_{load}(t)$ ), la potenza media della batteria utilizzata lato DC ( $P_{batt,DC}(t-1)$ ) e lo stato di carica della batteria ( $SOC(t-1)$ ). In sintesi, il simulatore controlla se c'è un *deficit* o *surplus* di energia dalle rinnovabili, controlla lo stato di carica dell'accumulatore e decide infine se quest'ultimo può essere utilizzato e di quanto può essere scaricato o caricato. Il procedimento che si è utilizzato per considerare le cariche/scariche della batteria è riportato nel flowchart di figura 21. Si passa ora ad analizzare i singoli *step* coinvolti in questo modello.



**Figura 21 : Modellizzazione batteria**

*Step alpha: Calcolo dello stato di carica della batteria*

Il calcolo del SOC (*State Of Charge*) è un passaggio fondamentale del processo, in quanto restituisce la percentuale di carica della batteria e permette quindi di sapere quanta energia scaricabile si ha ancora a disposizione e quanta se ne può caricare.

La formula utilizzata in questo caso è la seguente:

$$SOC(t) = SOC(t - 1) - \frac{P_{batt,DC}(t-1)}{C_{storage}} \quad (27)$$

dove:

$P_{batt,DC}(t - 1)$  è la potenza media della batteria utilizzata in carica o scarica in kWh, che all'istante iniziale della simulazione ovviamente è nulla;  $C_{storage}$  è la capacità totale della batteria in kWh. Il  $SOC$  viene inizializzato (a  $t = 0$ ) al valore del 100%.

*Step  $\beta$ : Confronto tra la potenza del carico e quella generata dalle RES*

Mettendo a confronto il carico con la produzione da rinnovabili calcolata precedentemente è possibile valutare la quantità di energia che si dovrà richiedere oppure cedere alla batteria/rete.

$$P_{net}(t) = P_{ren}(t) - P_{load}(t) \quad (28)$$

Grazie a questa valutazione è possibile in seguito distinguere i due casi di scarica e carica della batteria. Si è utilizzata la seguente convenzione dei segni:

- negativo se corrisponde ad un assorbimento dalla batteria o dalla rete;
- positivo se invece corrisponde ad una carica della batteria, o qualora essa sia già carica, ad una cessione di energia alla rete.

Quindi nel caso di scarica ( $P_{ren}(t) < P_{load}(t)$ ) si valuterà l'energia in questo modo:

$$P_{net,disc}(t) = \frac{P_{net}}{\eta_{discharge} * \eta_{inv}} \quad (29)$$

In questa relazione la potenza netta richiesta dal carico viene maggiorata, dividendola per il rendimento di scarica e per il rendimento dell'inverter, per tenere conto dell'energia che andrà persa nella scarica e nella conversione. Il concetto base è che si farà un utilizzo maggiore di energia all'interno della batteria per soddisfare la richiesta del carico.

Viceversa, nel caso di disponibilità rinnovabile per la carica ( $P_{ren}(t) > P_{load}(t)$ ):

$$P_{net,char}(t) = P_{net}(t) * \eta_{charge} / \eta_{inv} \quad (30)$$

In questo caso si divide per il rendimento dell'inverter per riportare la  $P_{net}(t)$  (AC) sul bus DC (vedi figura 18). In seguito, si moltiplica per il fattore di rendimento di carica, e ciò indica che per caricare la batteria di un certo valore  $P_{net,char}(t)$  servirà una quantità di energia generata da fonti rinnovabili maggiore. Questo *surplus* di energia non caricherà obbligatoriamente la batteria. Infatti, qualora il simulatore rilevasse che il SOC è pari al 100%, il valore di  $P_{net}$  sarà ceduto alla rete, tenendo conto dell'opportuno rendimento dell'inverter.

Eseguito il calcolo del  $SOC(t)$ , e fatto il confronto tra l'energia generata e quella assorbita dal carico, il flowchart si divide in due casi: *step*  $\gamma I$ (scarica) e *step*  $\delta I$ (carica).

*Step  $\gamma 1$ : Calcolo potenza media disponibile in scarica*

In questo step si procede al calcolo della potenza media all'interno della batteria che è disponibile alla scarica, ossia non si considera ancora il rendimento di conversione nel passaggio dal lato DC a quello AC. La formula utilizzata è la seguente:

$$P_{available,disc}(t) = [SOC(t) - SOC_{min}] * C_{storage} \quad (31)$$

dove:

- $P_{available,disc}(t)$  è la potenza media disponibile in scarica della batteria in kWh al lordo del rendimento di conversione;
- $SOC_{min}$  è lo stato di carica minimo sotto il quale si potrebbero verificare fenomeni di invecchiamento e degradazione della batteria.

*Step  $\gamma 2$ : Calcolo potenza media effettivamente utilizzata in scarica*

Non tutta l'energia calcolata nello step precedente dovrà essere utilizzata, e ciò dipende da tre diversi fattori, seguendo questo tipo di relazione:

$$P_{batt,DC}(t) = MIN(P_{available,disc}(t) ; -P_{net,disc}(t) ; P_{lim}) \quad (32)$$

dove  $P_{lim}$  è la potenza massima che può essere assorbita o erogata dalle batterie (valore tabulato nei *datasheet*). Le altre due grandezze sono già state esplicitate nei passaggi precedenti. Questa relazione permette di trovare la quantità di energia che verrà prelevata dalla batteria per soddisfare il carico.

La batteria non viene dimensionata in funzione del carico, ma della taglia del sistema di generazione elettrica. Per esplicitare meglio questo concetto si pensi al caso molto comune in cui la potenza media richiesta dal carico (al netto delle perdite)  $P_{net,disc}(t)$ , superi la  $P_{lim}$  e la  $P_{available,disc}(t)$ . Ma per soddisfare l'utenza, la batteria si troverà necessariamente ad erogare il valore minimo tra le quantità appena citate, mentre la potenza restante verrà acquisita dalla rete elettrica. Infine, per determinare la potenza media effettivamente erogata sul lato AC, si moltiplicherà il valore trovato con la relazione (32) per il rendimento di scarica e per il rendimento dell'inverter:

$$P_{batt,AC}(t) = P_{batt,DC}(t) * \eta_{discharge} * \eta_{inv} \quad (33)$$

*Step  $\delta 1$ : Calcolo potenza media disponibile in carica*

In questo caso si procede alla valutazione del ciclo di carica. La formula utilizzata è analoga a quella vista nello *step  $\gamma$*  (a meno dell'introduzione di un nuovo termine):

$$P_{available,char}(t) = [SOC_{max} - SOC(t)] * C_{storage} \quad (34)$$

dove:

$P_{available,char}(t)$  è la potenza media disponibile ad essere caricata nella batteria in kWh al lordo del rendimento di conversione, in altre parole corrisponde all'energia ancora immagazzinabile dalla batteria. per essere totalmente carica.  $SOC_{max}$  è lo stato di carica massimo (pari al 100%).

*Step δ2: Calcolo potenza media effettivamente utilizzata in carica*

Come già accennato non tutta l'energia che arriva dal disavanzo tra questa relazione  $P_{ren}(t) - P_{load}(t)$  potrà fisicamente essere trasferita nella batteria, per via del rendimento di conversione. Tenendo conto dei vincoli imposti dalle caratteristiche tecniche della batteria, la relazione utilizzata è la seguente:

$$P_{batt,DC}(t) = -MIN(P_{available,char}(t) ; P_{net,char}(t) ; P_{lim}) \quad (35)$$

Il segno negativo riflette il significato fisico secondo cui la  $P_{batt,DC}(t)$  è una potenza media entrante nel sistema (essendo δ2 sotto-caso di carica). La relazione appena esplicitata va ad estrarre il minimo dei tre valori di potenza implicati nel modello. Di seguito si analizzano i tre casi possibili:

1.  $P_{batt,DC}(t) = -P_{available,char}(t)$ , questo è il caso in cui l'energia potenzialmente accumulabile è minore di quella fornita dalle rinnovabili ( $P_{net,char}(t)$ ) e rispetta la  $P_{lim}$  della batteria. La batteria verrà pertanto caricata con il valore  $P_{available,char}(t)$  mentre l'eccedenza sarà ceduta alla rete.
2.  $P_{batt,DC}(t) = -P_{net,char}(t)$ , qui è l'energia fornita dalle rinnovabili ad essere la minore, pertanto il sistema utilizzerà in toto questa energia per caricare la batteria e nulla verrà ceduto alla rete.
3.  $P_{batt,DC}(t) = -P_{lim}$ , in questo ultimo caso è il limite interno alla batteria a corrispondere al valore minore. Quindi verrà caricata una parte dell'energia

fornita dalle rinnovabili corrispondente a  $P_{lim}$ , mentre il resto sarà ceduto alla rete.

Trovata l'energia effettivamente utilizzata in carica dal lato DC, è necessario dividere tale valore per il rendimento di carica per trovare così la quota di energia da rinnovabili che viene utilizzata. Moltiplicando per il rendimento dell'inverter si riporta questo valore al lato AC:

$$P_{batt,AC}(t) = \frac{P_{batt,DC}(t)}{\eta_{charge}} * \eta_{inv} \quad (36)$$

A questo punto, ottenuto l'output  $P_{batt,AC}(t)$  nel caso di carica e scarica, si riesegue il bilancio complessivo come segue:

$$P_{net}(t) = P_{ren}(t) + P_{batt,AC}(t) - P_{load}(t) \quad (37)$$

Tale equazione fornisce il comportamento del sistema di produzione di energia tramite rinnovabili con integrata una batteria di accumulo. Altro output fornito dal processo è la  $P_{batt,DC}(t)$ , utile allo *step*  $\alpha$  per il calcolo del SOC e quindi a tutto il ciclo iterativo.

## 2.7 Vincoli dell'ottimizzazione

Nei casi studio approcciati in questo elaborato, il tool ingegneristico calcola i profili di potenza e i flussi di cassa. Questi dati vengono memorizzati e quindi utilizzati dalla funzione "Risolutore" per escludere tutte le soluzioni inaccettabili e trovare quella ottimale, in base all'obiettivo prefissato. Il primo vincolo è di tipo economico

ed esclude tutti gli investimenti con valore attuale netto (VAN) negativo, cioè quelli che produrrebbero una passività. Il secondo vincolo consiste nel limitare la potenza massima immessa in rete: le informazioni sulla rete (ad esempio: sezione dei cavi delle linee di distribuzione e parametri dei trasformatori) non sono note, quindi il picco di iniezione deve essere inferiore al massimo assorbimento misurato nell'intero anno. Con questo vincolo si riducono gli effetti negativi che si avrebbero nella regolazione della rete elettrica. Inoltre, le limitazioni sull'iniezione in rete implicano una riduzione del *surplus* di energia e quindi un sovradimensionamento dell'impianto in generale.

A questo punto, si possono fare le seguenti considerazioni:

- il vincolo economico ( $VAN > 0$ ) esclude i casi con un *surplus* di energia annuale troppo elevato. Gli impianti sovradimensionati, seppur fornendo una soluzione comunque remunerativa, non rappresentano quella ottimale, poiché il prezzo di vendita dell'elettricità è minore rispetto al valore dell'autoconsumo;
- il vincolo energetico esclude tutti gli impianti con una potenza installata troppo elevata.

### **2.7.1 Valore attuale netto e tasso interno di rendimento**

Il primo parametro, utile per eseguire l'analisi economica, permette di valutare quale sia l'opzione di investimento più vantaggiosa. Il VAN è una metodologia attraverso cui è possibile definire il valore attuale di una serie temporale di flussi di cassa,

attualizzandoli tramite un tasso di interesse. Considerando che la vita utile dell'impianto è di 25 anni, di seguito si riporta la formula [26] :

$$VAN = \sum_{t=0}^{N=25} \frac{R_t}{(1+i)^t} \quad (38)$$

con  $R_t$  che corrisponde ai flussi di cassa annuali,  $t$  che rappresenta l'anno corrente e  $i$  che rappresenta il tasso di interesse. Per le simulazioni si è utilizzato un valore di  $i$  pari al 3%.

Il tasso interno di rendimento, tradotto in inglese "*internal rate of return*" (IRR), rappresenta il parametro di confronto tra diversi investimenti. Esso corrisponde matematicamente al valore del tasso di interesse per cui i flussi di cassa negativi uguagliano quelli positivi durante l'intero periodo di investimento ( $VAN=0$ ) [26].

$$\sum_{t=0}^{N=25} \frac{R_t}{(1+i)^t} = 0 \quad (39)$$

Il tasso interno di rendimento (IRR) è stato calcolato per ogni soluzione. Se il VAN permette di valutare l'entità di un investimento, l'IRR invece permette di confrontare il rendimento di diversi investimenti. Pertanto, l'utilizzo di entrambi gli indicatori permette di avere una panoramica completa dell'investimento. Nel presente lavoro, si presume un IRR minimo accettabile pari al 8%.

## 2.7.2 Procedura iterativa del risolutore

Con il componente aggiuntivo “Risolutore” è possibile effettuare delle analisi di simulazione. Esso permette di individuare il valore ottimale (massimo, o minimo) che può assumere una variabile dipendente (cella obiettivo), che è funzione di un certo numero di variabili indipendenti. Si ricavano altresì i corrispondenti valori delle suddette variabili indipendenti (celle variabili) che determinano, congiuntamente alle equazioni di vincolo (celle vincolo), tale valore estrema.

Gli algoritmi selezionabili per la risoluzione di un problema di ottimizzazione sono tre:

- Simplex LP, per problemi lineari;
- GRG non lineare, per problemi non lineari lisci;
- Evolutivo, per problemi non lisci.

Generalmente si vuole risolvere il problema della ricerca del massimo (o del minimo) assoluto di una funzione di più variabili  $Y = f(X_i)$ ,  $i = 1 \dots n$ , compatibilmente con le restrizioni:

- $L_{inf}(X_i) \leq X_i \leq L_{sup}(X_i)$
- $V_k(X_i) \leq 0$  (oppure  $\geq 0$ ), con  $k = 1 \dots m$ ,  $i = 1 \dots n$

Se sia la funzione obiettivo  $f$  che tutti i vincoli  $V_k$  sono lineari, il problema è detto di “programmazione lineare” e può essere risolto con il metodo del Simplex di Dantzig [27]. Nel caso  $n = 2$ , lo spazio da esplorare è costituito da poliedri convessi; per dimensioni di ordine superiore andranno studiati i cosiddetti “iperpoliedri”.

Sempre restando in questo caso lineare, la soluzione ottimale sarà centrata su uno dei vertici del poliedro; solo in casi particolari sarà sullo spigolo o sulla faccia del solido. L'algoritmo del Simplex permette di spostarsi da un vertice all'altro del poliedro, arrivando a raggiungere quello che migliora la funzione obiettivo.

Se invece stiamo trattando funzione obiettivo e/o vincoli che sono non-lineari, ma lisci, occorrerà rivolgersi al metodo GRG ("*Generalized Reduced Gradient*") di J. Carpentier e J. Abadie. In questo caso vengono calcolate tutte le derivate parziali di  $f$  rispetto alle varie  $X_i$ ; poi, sulla base di valutazioni locali nella direzione di massima ascesa (caso di ricerca del massimo) o di massima discesa (caso di ricerca del minimo), si procede nell'avvicinamento a soluzioni "migliorate". I limiti di questo algoritmo sono i seguenti:

- può rimanere intrappolato in un ottimo locale (perdendo quello generale);
- i punti di frontiera della regione ammissibile non possono essere contemplati;
- in caso di funzioni/vincoli non-lisci (punti di discontinuità, punti angolosi) l'ottimo assoluto non viene raggiunto.

Qualora si volessero affrontare problemi con presenza di non-linearità e "*non-smoothness*" si può ricorrere ai metodi evolutivi, basati su algoritmi genetici (G.Box, J.Holland e altri). Essi si basano sostanzialmente su tre punti:

1. selezione delle soluzioni migliori;
2. *crossover*, ossia incrocio dei valori delle variabili tra coppie di soluzioni migliori;

3. *mutation*, cioè variazioni casuali del valore di alcune variabili.

Poiché non vengono calcolate derivate parziali, e per via della componente stocastica, gli algoritmi genetici permettono di superare l'ostacolo degli ottimi locali e delle discontinuità-angolosità delle funzioni.

## 3. Pianificazione del fabbisogno

In questo capitolo si porterà alla luce il risultato delle simulazioni effettuate per il caso di studio scelto, la Spagna, per cui sono state individuate cinque città densamente popolate e posizionate geograficamente in modo da presentare condizioni climatiche differenti. Prima di presentare i risultati ottenuti, si espongono gli *input* e i principali parametri scelti. Questi corrispondono ai dati dell'irradianza solare e della velocità del vento, presi per ogni località sotto indagine. In aggiunta ai dati sopra citati, si utilizzano anche parametri di tipo economico, di cui alcuni sono già stati trattati nel paragrafo 2.7.1.

### 3.1 Dati iniziali

#### 3.1.1 Profili meteo

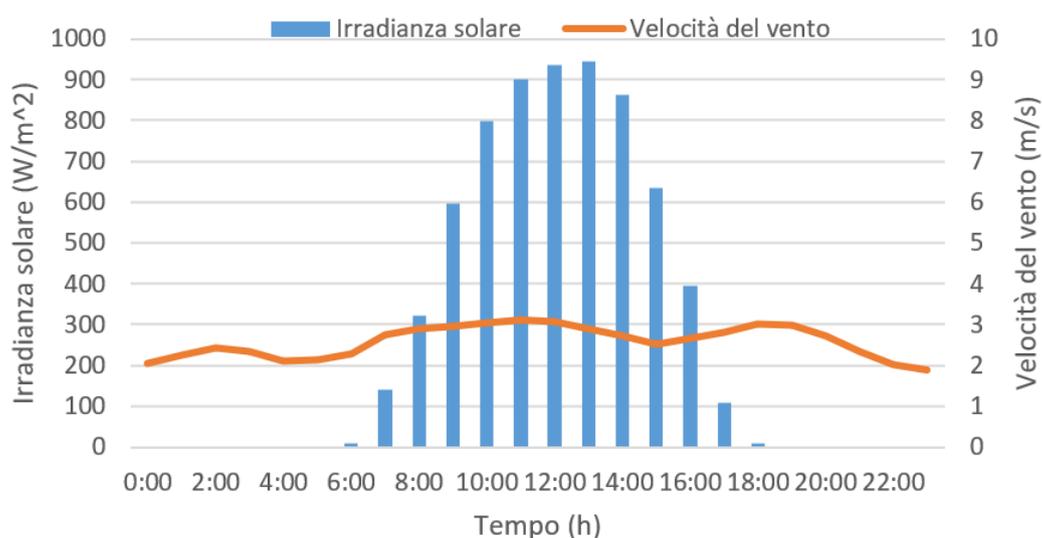
Le cinque località prese in considerazione in questo lavoro vengono elencate qui di seguito e rappresentate geograficamente in figura 22:

1. Murcia 38°N, -1.1°E;
2. Siviglia 37.4°N, -6°E;
3. Madrid 40.4°N, -3.7°E;
4. Barcellona 41.4°N, 2.2°E;
5. Coruna 43.4°N, -8.4°E.



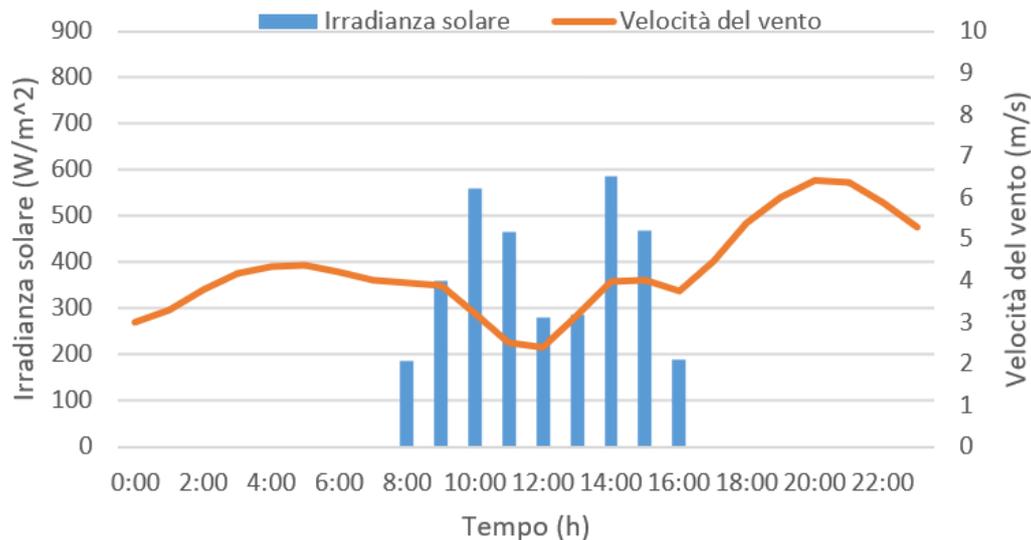
**Figura 22 : Posizione geografica delle cinque località**

Per ognuna di queste località si sono ricavati i dati di irradianza solare, velocità del vento e temperatura dal sito “SoDa – Solar radiation Data” [28]. Per quanto riguarda il primo parametro, esso viene misurato prendendo come riferimento una superficie con un angolo di tilt di 30°; il secondo viene misurato a 10 metri di altezza dal suolo. La temperatura invece viene presa a 2 metri dal suolo. In figura 23 e in figura



**Figura 23 : Profili di irradianza solare e velocità del vento**

24 vengono rappresentati degli esempi di profili di irradianza e velocità del vento, rispetto alle varie ore di una certa giornata. Nel primo caso si ha un alto valore di irradianza ed un basso valore di velocità del vento; nella figura sottostante, a titolo di esempio, viene mostrato un caso opposto.

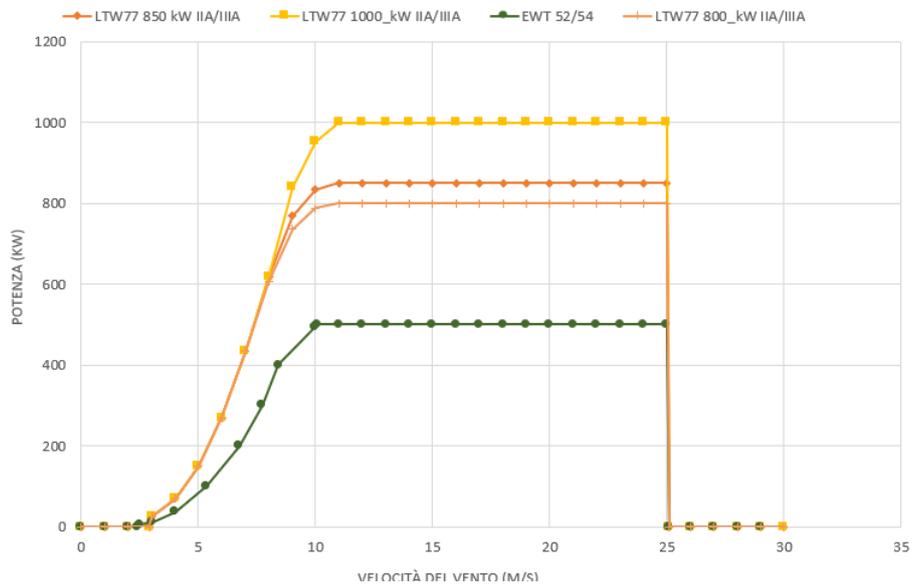


*Figura 24 : Profili di irradianza solare e velocità del vento*

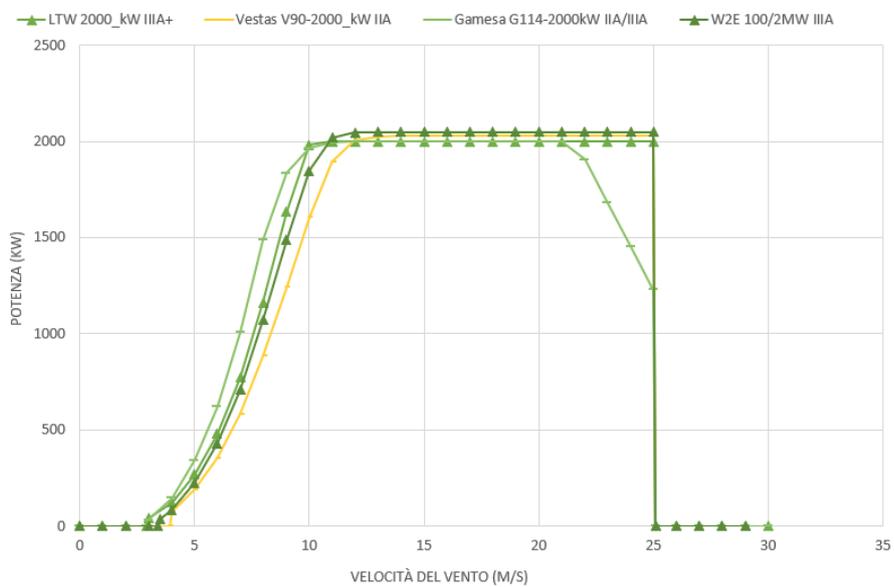
### 3.1.2 Scelta della turbina eolica

Il parametro alla base del calcolo dell'energia prodotta dalle turbine eoliche è la velocità del vento. Questo dato viene riportato all'altezza del mozzo tramite la formula mostrata nel paragrafo 1.2.1. Utilizzando la correlazione “velocità del vento-Potenza in uscita” fornita dai produttori, è possibile ottenere la potenza generata dalla turbina. Nel tool ingegneristico utilizzato per le simulazioni, dopo aver inserito i profili meteo, l'altezza a cui è stata misurata la velocità del vento e la scabrezza del terreno, viene calcolata la produzione specifica annuale ( $kWh/kW$ ) di ogni singola turbina messa a disposizione. Le tipologie di turbine inserite in questo strumento sono dodici e hanno una potenza nominale che va da 500 kW a 3

MW (è possibile scegliere tra i modelli presenti tramite un apposito menu a tendina). Di seguito vengono riportate le curve delle correlazioni “velocità del vento-Potenza in uscita” e le specifiche tecniche di ogni turbina presente nel tool.



**Figura 25 : Correlazione “velocità del vento – Potenza in uscita”**



**Figura 26 : Correlazione “velocità del vento – Potenza in uscita”**

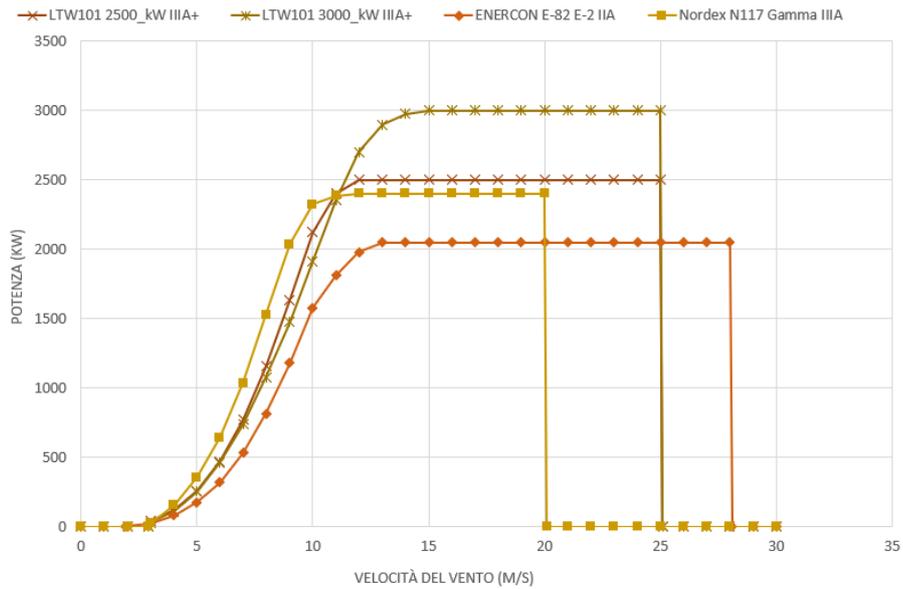


Figura 27 : Correlazione “velocità del vento – Potenza in uscita”

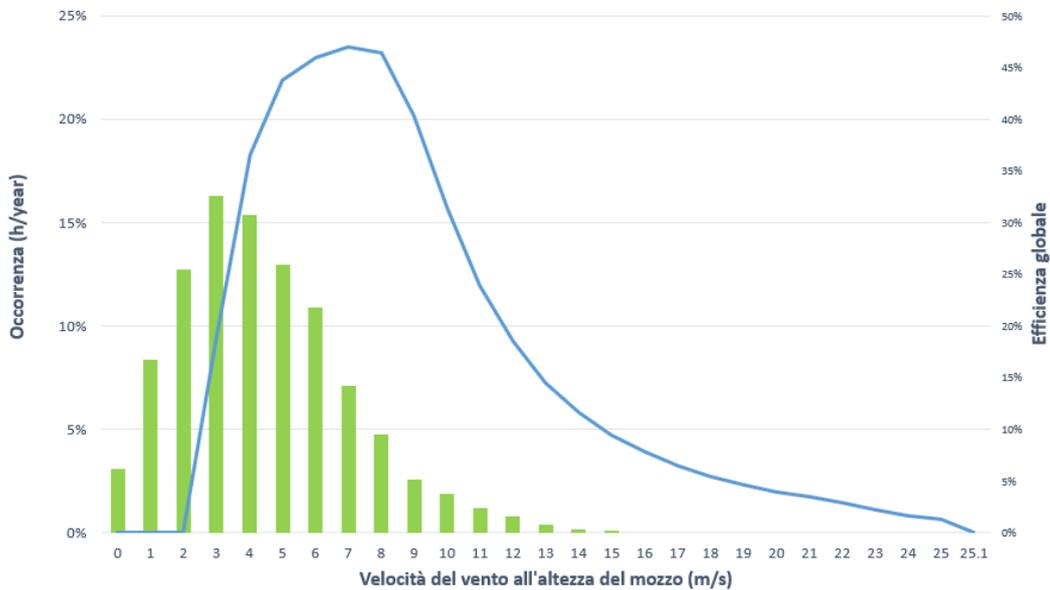
Modello	Potenza nominale [kW]	Classe di vento IEC	Lunghezza pala [m]	Altezza mozzo [m]
EWT 52/54	500	IIIA+	26	50
LTW77	800	IIA/IIIA+	38.3	61.5
LTW77	850	IIA/IIIA+	38.3	65
LTW77	1000	IIA/IIIA+	38.3	80
LTW101	2000	IIIA+	50.5	80
Vestas V90	2000	IIA	45	80
W2E 100/2	2000	IIIA	55	70
Gamesa G114-2	2000	IIA/IIIA	57	93
ENERCON E-82 E-2	2000	IIA	41	78
Nordex N117	2400	IIIA	58.4	91
LTW101	2500	IIIA+	50.5	80
LTW101	3000	IIIA+	50.5	93.5

Tabella 2 : Specifiche delle turbine eoliche

Per le simulazioni si è utilizzata la turbina modello G114-2 del produttore “Siemens Gamesa” di potenza nominale 2 MW, essendo la turbina con la più alta produzione specifica annuale per la zona geografica presa sotto esame. Questo modello presenta un cut-in di 3 m/s e un cut-out di 25 m/s.

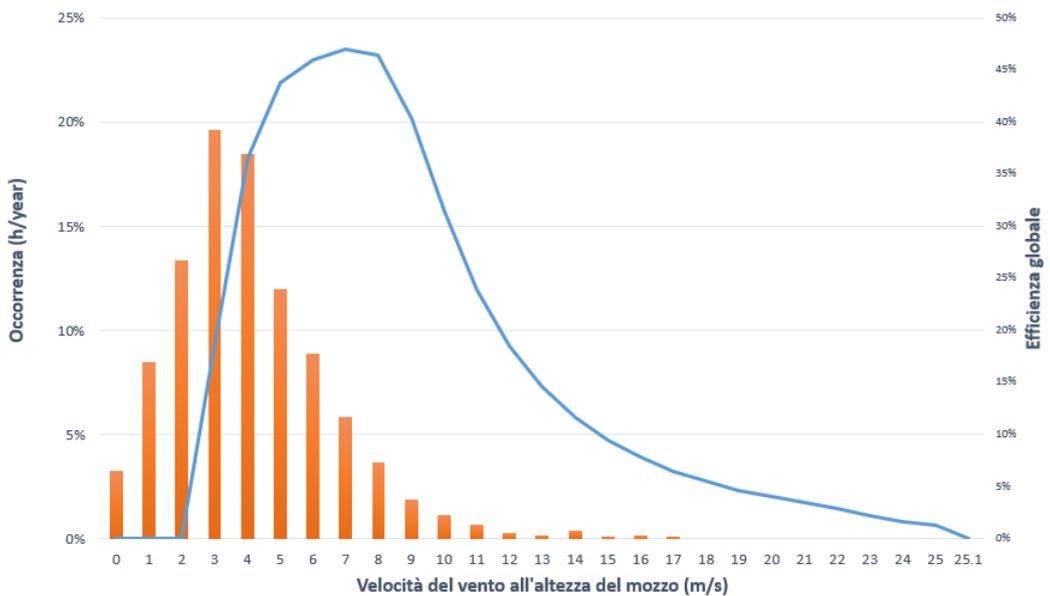
I grafici che vanno da figura 28 a figura 32 mostrano la distribuzione della velocità del vento, riportata all’altezza del mozzo, e la curva di efficienza della turbina scelta per ogni sito di installazione.

Per quanto riguarda il primo sito, Murcia, la moda della velocità del vento corrisponde a 3 m/s e la sua frequenza è pari al 16.3% delle ore totali in un anno. Le turbine non producono energia per 2,261 ore (26%).



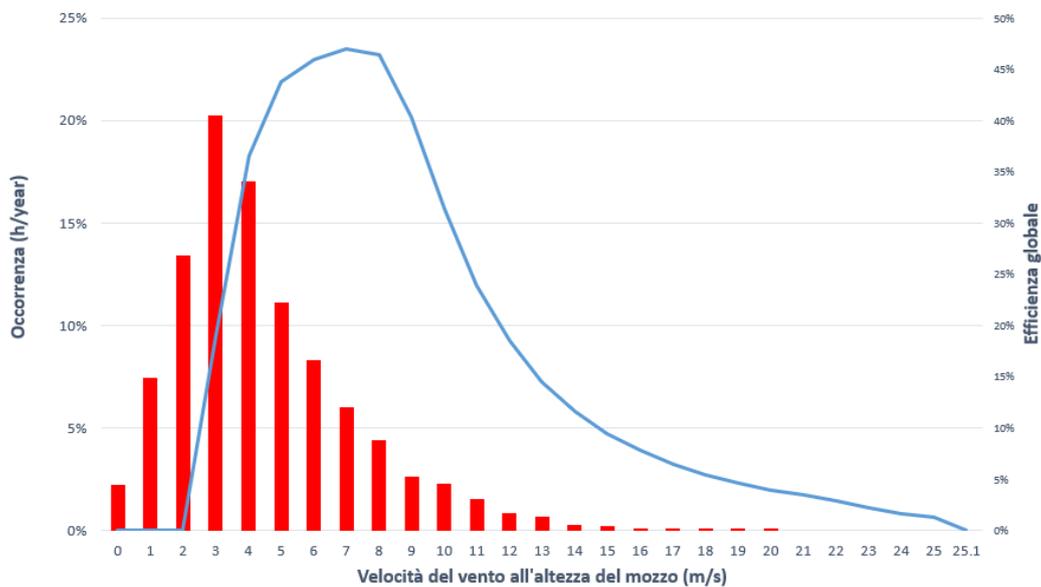
**Figura 28 : Velocità del vento vs. efficienza della turbina - Murcia**

Per il secondo sito la situazione è pressoché analoga alla precedente. Il valore della moda è lo stesso, anche se la sua frequenza è leggermente più alta (19.6%), mentre le turbine rimangono improduttive per 2,439 ore (28% dell'anno).



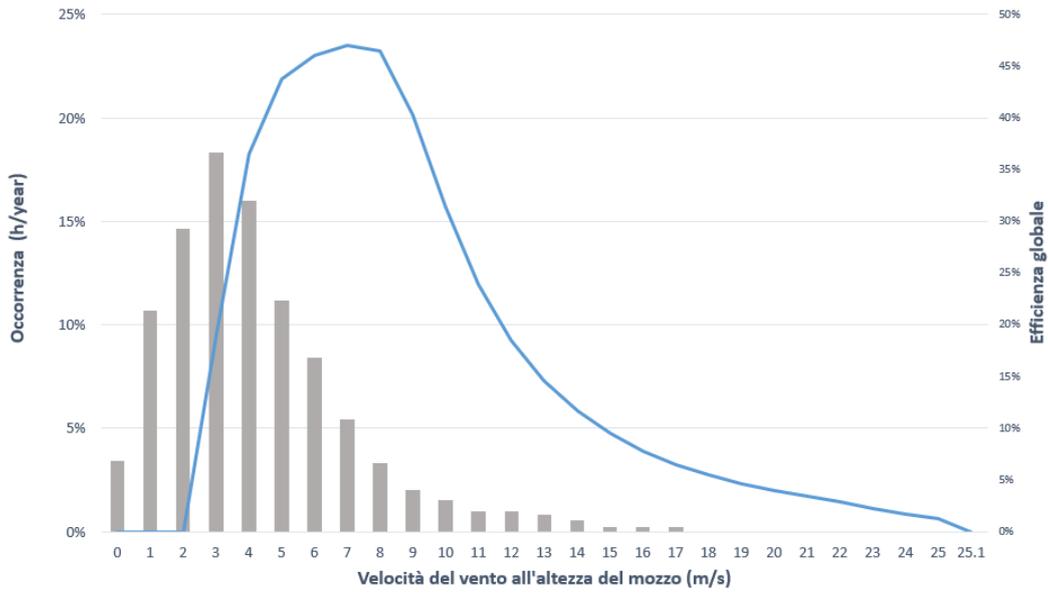
**Figura 29 : Velocità del vento vs. efficienza della turbina - Siviglia**

La stessa situazione si ripresenta nel terzo sito, Madrid. La frequenza della moda è del 20.2% e le turbine non sono produttive per 2,204 ore (25% dell'anno). Nel quarto sito, Barcellona, si ha la moda pari a 3 m/s con una frequenza pari al 18.3% di ore dell'intero anno; però in questo caso si ha il valore più alto di ore di non produttività delle turbine (2,701 ore, 31%).

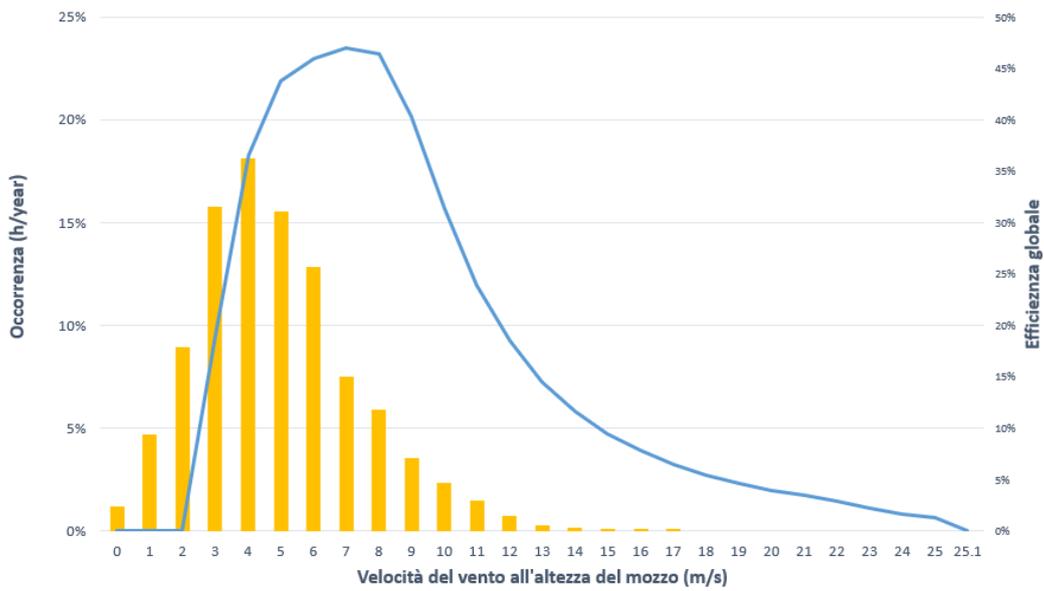


*Figura 30 : Velocità del vento vs. efficienza della turbina - Madrid*

Un caso differente è rappresentato dalla quinta località, Coruna. Si è riscontrata una moda del valore di 4 m/s, con frequenza pari al 18% di ore dell'intero anno, ed una quantità di ore (1,445 – 16%) di non produzione energetica molto inferiore rispetto agli altri siti.



**Figura 31 : Velocità del vento vs. efficienza della turbina - Barcellona**



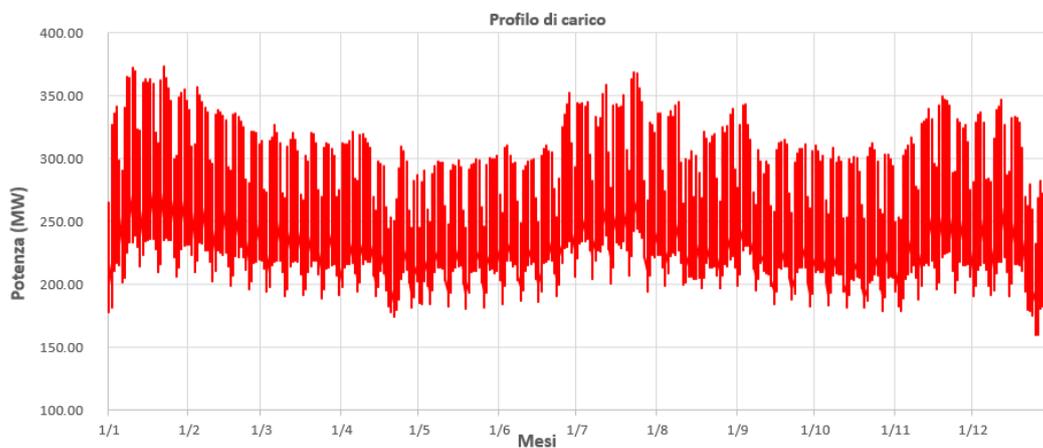
**Figura 32 : Velocità del vento vs. efficienza della turbina - Coruna**

### 3.1.3 Profili di carico

Nel presente elaborato, il carico corrisponde a qualsiasi tipo di utilizzo dell'energia elettrica, dal commerciale al domestico. Come profilo di carico è stato possibile considerare quello generale di tutta la Spagna tramite il sito della "Red Electrica". È quindi stata fornita la potenza utilizzata in MW, con timestep di un'ora, per tutto l'anno 2019. Successivamente, per ogni località, si è ricalcolato il profilo di carico utilizzando un criterio di proporzionalità tra esso e il numero di abitanti (la ripartizione lineare, una volta calcolata la potenza elettrica assorbita pro capite su base Spagna, è stata considerata ragionevolmente realistica).

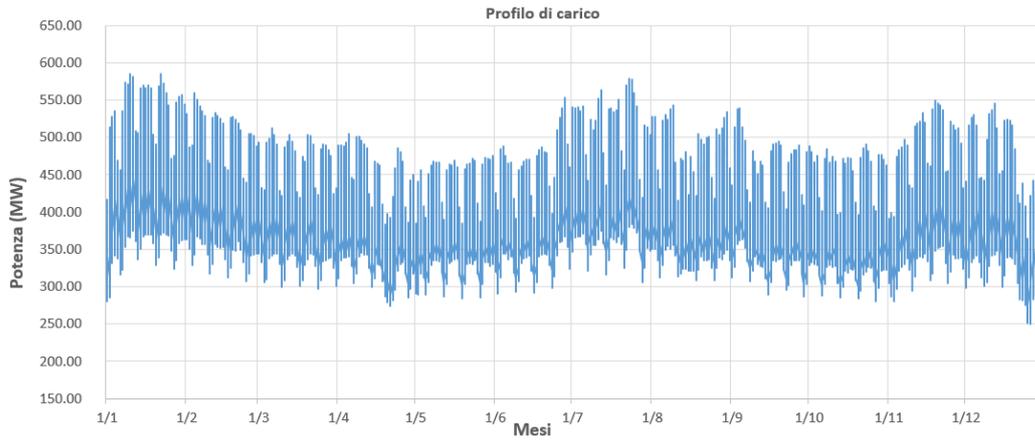
Seguendo l'ordine delle località presentato nel paragrafo 3.1.1, per la prima si è calcolato un consumo annuo pari a 2,320 GWh con picchi di potenza di 372 MW.

Il grafico in figura 33 mostra il profilo di carico per il primo sito.

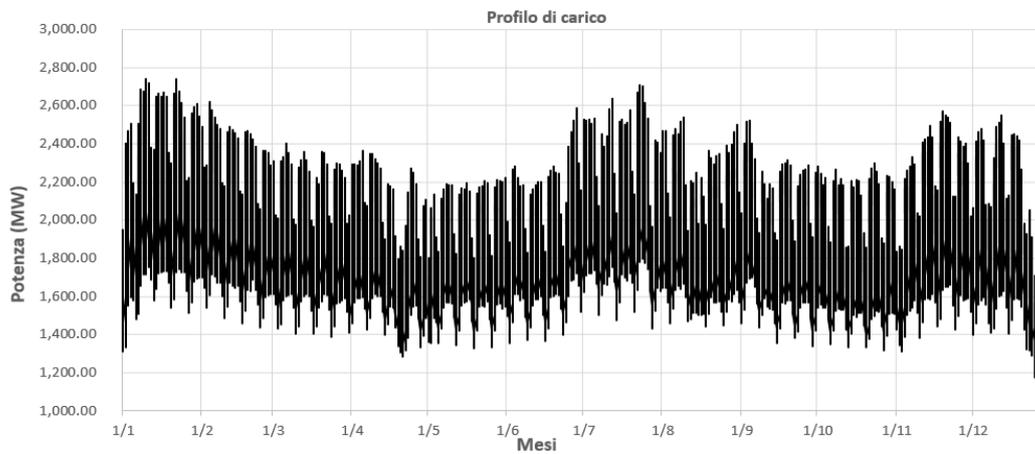


*Figura 33 : Profilo di carico annuale - Murcia*

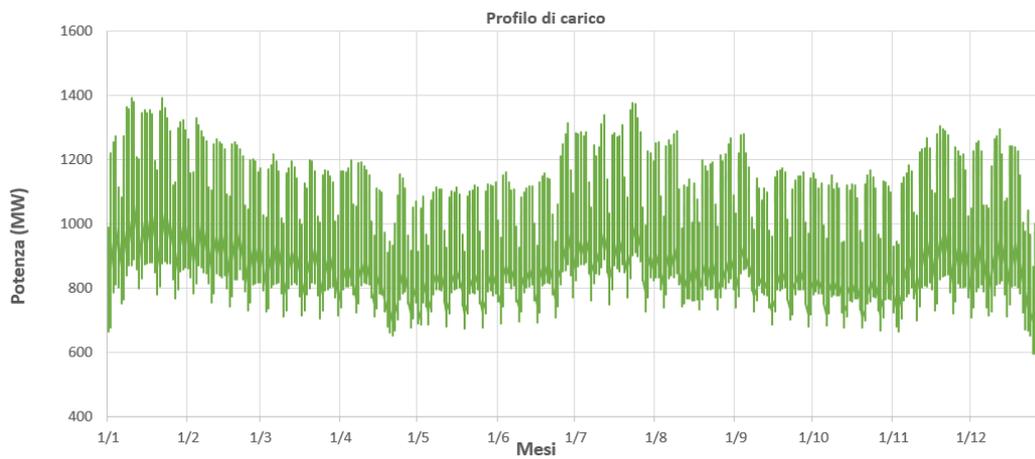
Di seguito vengono presentati i profili di carico delle altre quattro località. La più energivora risulta essere la capitale, Madrid, con un consumo annuo di 17,066 GWh, picchi di potenza di 2,742 MW e un carico medio pari a 1,948 MW.



**Figura 34 : Profilo di carico annuale - Siviglia**

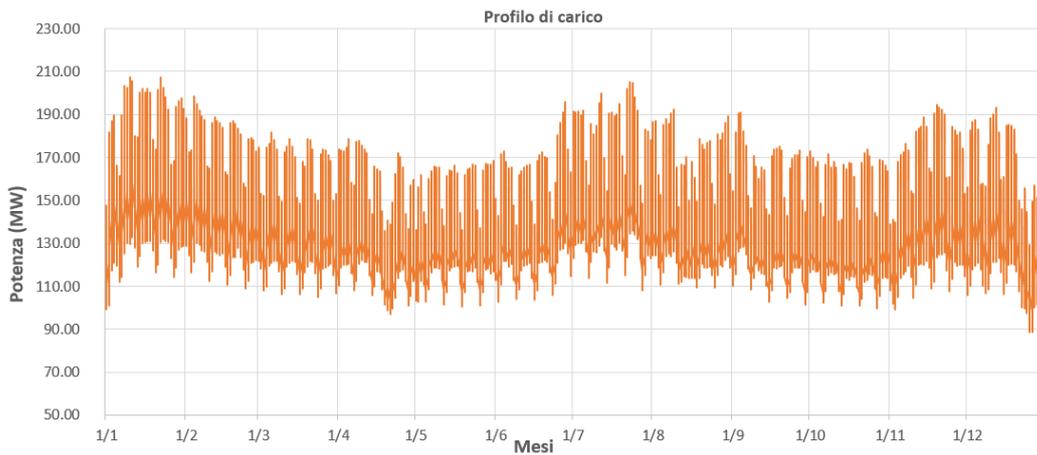


**Figura 35 : Profilo di carico annuale - Madrid**



**Figura 36 : Profilo di carico annuale - Barcellona**

Come accennato all'inizio di questo paragrafo, il profilo di carico totale della Spagna è stato ripartito tra le località in base alla percentuale di abitanti sull'intero paese. Ed è quindi con i suoi 244 mila abitanti che la Coruna rappresenta la città con il profilo di carico più basso. Si è calcolato un consumo annuo di 1,291 GWh, picchi di potenza di 207 MW e un carico medio annuale di 147 MW.



*Figura 37 : Profilo di carico annuale - Coruna*

## 3.2 Parametri del simulatore

Il *tool* ingegneristico utilizzato è costituito da più fogli di calcolo collegati tra loro, ognuno con la propria funzione. Di seguito verranno elencate le parti più importanti e i parametri principali scelti.

### *Weather & energy inputs*

E' il foglio dedicato all'inserimento dei dati meteorologici, trattati nel paragrafo 3.1.1 e 3.1.2, ed i dati energetici. Viene data la possibilità all'utente di modificare tutti i parametri intrinseci del modulo fotovoltaico, come ad esempio:

- i valori delle perdite FV (par. 2.2);

- la *Normal Operating Cell Temperature* (47 °C);
- la minima radiazione per far funzionare il modulo (17.7 W/m<sup>2</sup>);
- la radiazione di riferimento per la “NOCT” (0.8 kW/m<sup>2</sup>).

Inoltre, si possono modificare i coefficienti di perdita senza carico, lineare e quadratica, necessari per il modello dell’inverter.

### *Planning & energy analysis*

Questo foglio costituisce il “cruscotto” che contiene i risultati più significativi, sia dal punto di vista energetico che economico. E’ possibile analizzare come essi cambiano al variare delle taglie degli impianti, nonché definire alcuni vincoli tra cui:

- Stato di carica iniziale della batteria, impostato al 20% per le simulazioni effettuate;
- efficienza di scarica della batteria ( $\eta_{dis} = 100 \%$ );
- efficienza di carica della batteria ( $\eta_{char} = 90 \%$ );
- massimo numero di cicli della batteria (10,000);
- limite sulla potenza massima iniettabile in rete (1,000 MW);
- valore minimo accettabile del tasso interno di rendimento (IRR = 8%).

Impostati questi vincoli, si può attivare la funzione “Risolutore” di *excel* che va a modificare le celle che si riferiscono alle taglie degli impianti per ricavare la soluzione ottimale in base all’obiettivo stabilito.

### *Financial analysis*

In questo foglio si possono modificare i parametri di tipo economico che si utilizzeranno per valutare il VAN e IRR. Nel caso di un sistema d'accumulo con capacità nominale ( $>1\text{MWh}$ ), il costo di installazione di batterie a ioni di litio si aggira intorno ai  $300\text{ €/kWh}$  [29]. Seppur non raggiungendo il numero massimo di cicli, la batteria verrà sostituita in qualsiasi caso dopo dieci anni, per assicurare il corretto funzionamento del sistema. Per quanto riguarda invece le turbine eoliche, il costo di installazione è di  $1200\text{ €/kW}$ . Il costo O&M è stato impostato a  $2\text{ c€/kWh/y}$  e si è supposto un fattore di perdita annuale di prestazioni dell'impianto pari al 1.4%.

La tecnologia del fotovoltaico, per la sua modularità intrinseca, presenta un costo di installazione che è, con buona approssimazione, costante. Tuttavia, esistono dei costi fissi che hanno un impatto significativo per i piccoli impianti, mentre tendono a diminuire per gli impianti di grande taglia. In caso di installazioni di decine di MW, che si sono riscontrate nelle simulazioni dei casi di studio, il costo di installazione si aggira intorno ai  $1000\text{ €/kW}$ , mentre il costo delle operazioni e manutenzioni durante l'anno è stato fissato a  $10\text{ €/kW/y}$ . Ogni anno si suppone che i generatori FV subiscano una riduzione della produzione pari a 0.5% della produzione dell'anno precedente. Il prezzo di vendita dell'energia elettrica può essere definito dall'utente; per le simulazioni si è utilizzato  $4.23\text{ c€/kWh}$  al netto di tasse e accise, valore da fonte Eurostat per il primo semestre del 2020 [30].

Inoltre, si può decidere se considerare l'autoconsumo nel caso in cui l'impianto possa fornire energia ad utilizzatori in tempo reale, oppure se preferire la vendita al

mercato elettrico se le tariffe risultassero particolarmente vantaggiose. In questo lavoro è la prima situazione ad essere presa in considerazione, ed il valore stabilito per l'energia elettrica, che non si dovrà più acquistare dalla rete in quanto autoconsumata, è considerato pari a 18 c€/kWh. Questo parametro rappresenta un costo evitato per il sistema, conseguentemente il calcolo del VAN porterà ad una variazione positiva.

### *Models and calculations*

Il nucleo operativo del *tool* risiede in questo foglio. E' qui che si applicano i modelli trattati nel capitolo 2 per ricavare, ora per ora, l'energia prodotta dal fotovoltaico e dall'eolico. Dopodiché la produzione di energia viene confrontata con il carico, ed è quindi possibile considerare o meno l'utilizzo della batteria o l'assorbimento di energia dalla rete. In questa sezione non ci sono parametri da definire, in quanto la sua funzione è di mero calcolo energetico.

### *NPV\_(WT+PV) calculation*

Lo scopo di questa sezione, come si evince già dal titolo, è quella di utilizzare i parametri economici inseriti in precedenza per valutare il valore attuale netto e il tasso interno di rendimento. Tramite il calcolo dei flussi di cassa, positivi e negativi, e la loro attualizzazione durante l'intera vita del sistema, è possibile ricavare il VAN e di conseguenza l'indice IRR. Tali valori vengono poi rappresentati nel foglio "*Planning & energy analysis*" per avere una visione d'insieme di tutti i risultati ottenuti dalle simulazioni, sia energetici che economici.

## **3.3 Risultati delle simulazioni**

### **3.3.1 Minimizzazione dello scambio con la rete**

Il primo obiettivo delle simulazioni è stato quello di raggiungere il minimo livello di utilizzo della rete elettrica, cercando di fare affidamento solo ed esclusivamente sul sistema ibrido. Minimizzando lo scambio con la rete, di conseguenza si massimizza il valore dell'autoconsumo: grazie alla generazione da rinnovabili l'assorbimento diminuisce, mentre l'iniezione in rete viene evitata con l'utilizzo delle batterie. Quindi scegliendo uno qualsiasi dei due obiettivi, si otterranno gli stessi risultati.

E' Murcia la località in cui si riesce ad ottenere il massimo livello di autoconsumo, pari al 89%. Si raggiunge tale valore grazie all'installazione di un'alta capacità di accumulo, questa permette l'utilizzo di molti generatori FV e turbine eoliche senza dover iniettare energia in rete. Lo sfruttamento delle fonti rinnovabili (invece dell'acquisto di elettricità dalla rete) è così redditizio che rende possibile l'installazione di un sistema di accumulo con taglia elevata, ottenendo comunque un VAN positivo ed un IRR maggiore del 8%.

Nelle figure riportate qui di seguito, vengono mostrati i profili di produzione dalle rinnovabili durante quattro giornate. E' stato considerato un giorno tipico per Marzo, Giugno, Settembre e Dicembre. Per i primi due mesi si sono riscontrati un'alta produzione da rinnovabili e un basso profilo di carico, mentre per Settembre e Dicembre si è presentata la situazione opposta. Per ogni giornata vengono mostrati anche i corrispondenti profili di energia sul lato AC (figure 39-41-43-45).

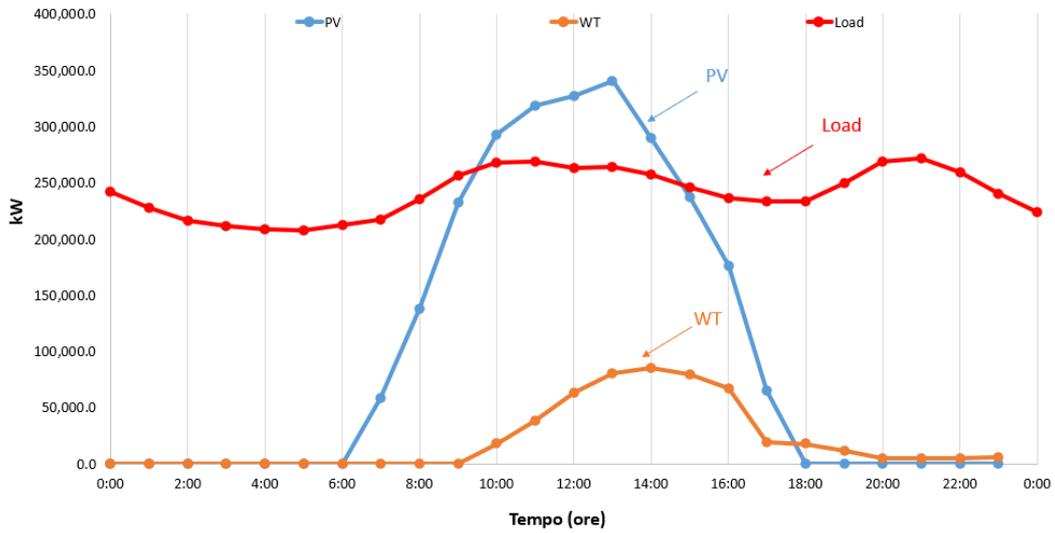


Figura 38 : Profili giornalieri di produzione da rinnovabili – Murcia, 15 Marzo

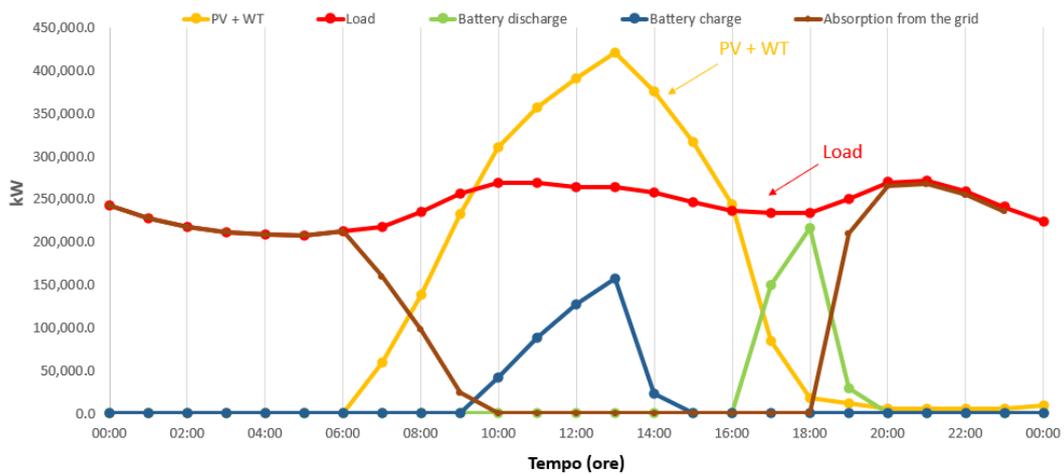
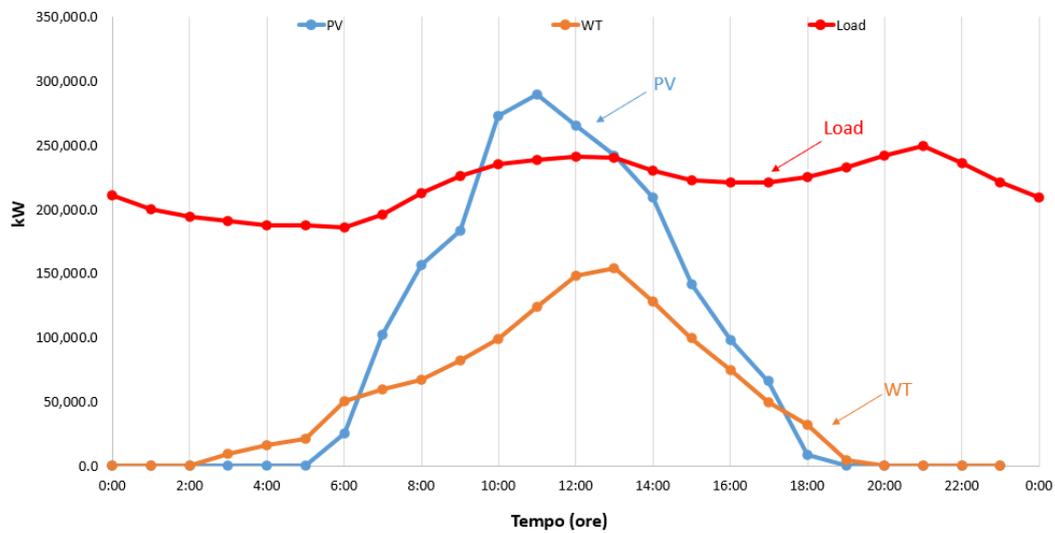


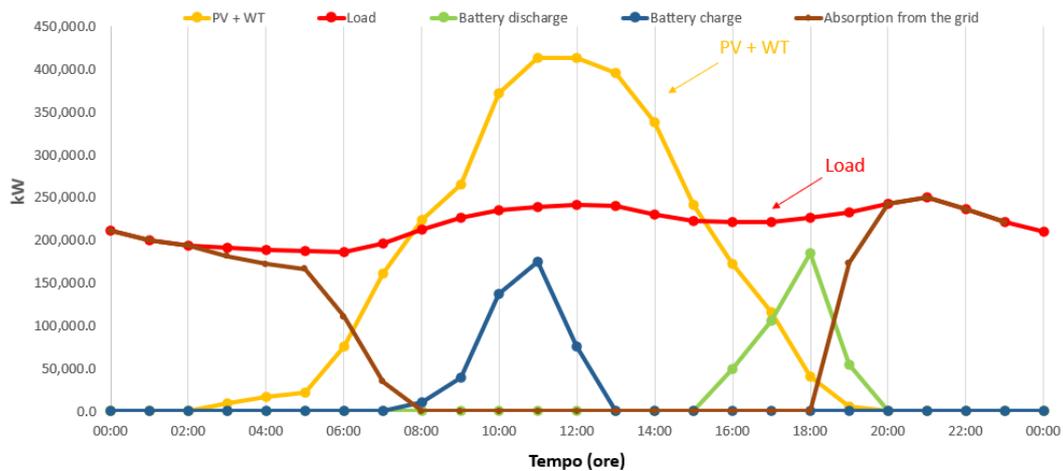
Figura 39 : Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Marzo

Come si può vedere dalla figura 39, l'assorbimento dalla rete avviene solo durante le prime e le ultime ore del giorno, quando viene meno la produzione da rinnovabili. Durante le ore centrali il surplus di energia carica la batteria, che entra in azione appena il profilo delle rinnovabili si trova al di sotto della curva di carico. Si sono ottenuti questi profili minimizzando lo scambio con la rete: le potenze nominali di

FV ed eolico sono rispettivamente 480 MW e 290 MW, con una capacità di accumulo di 500 MWh.

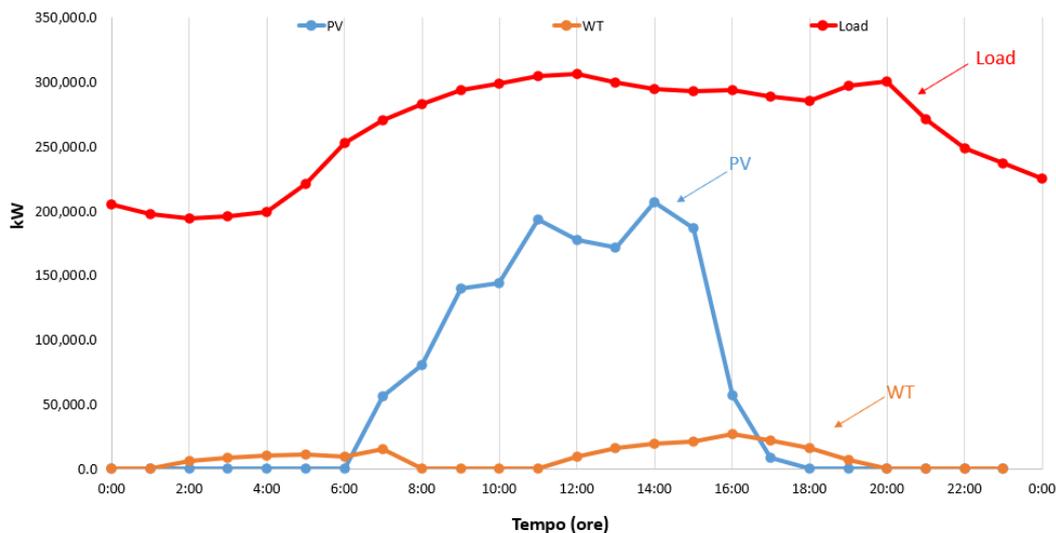


**Figura 40 : Profili giornalieri di produzione da rinnovabili – Murcia, 15 Giugno**

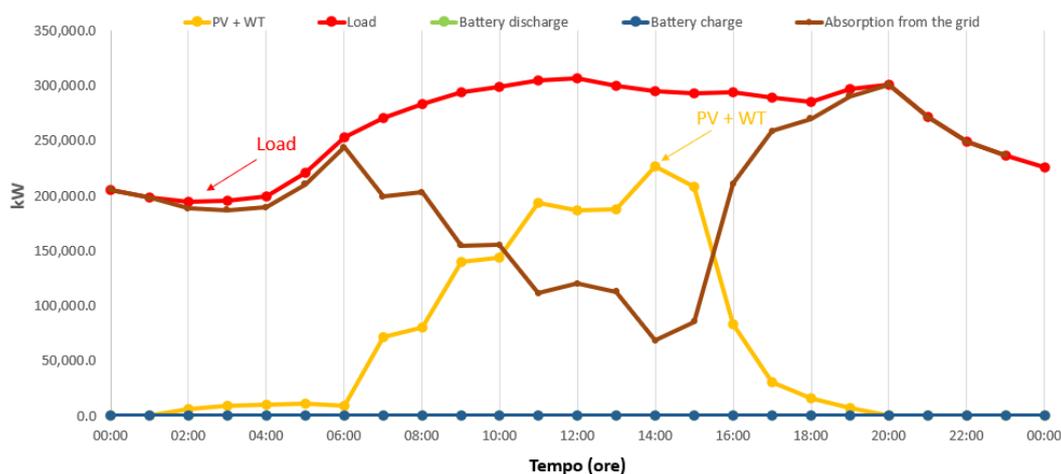


**Figura 41 : Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Giugno**

Il 15 Giugno si riscontra solamente un aumento della produzione di energia da eolico, dovuto a valori di velocità del vento maggiori. Per quanto riguarda i flussi energetici lato AC, valgono le stesse considerazioni fatte in precedenza.



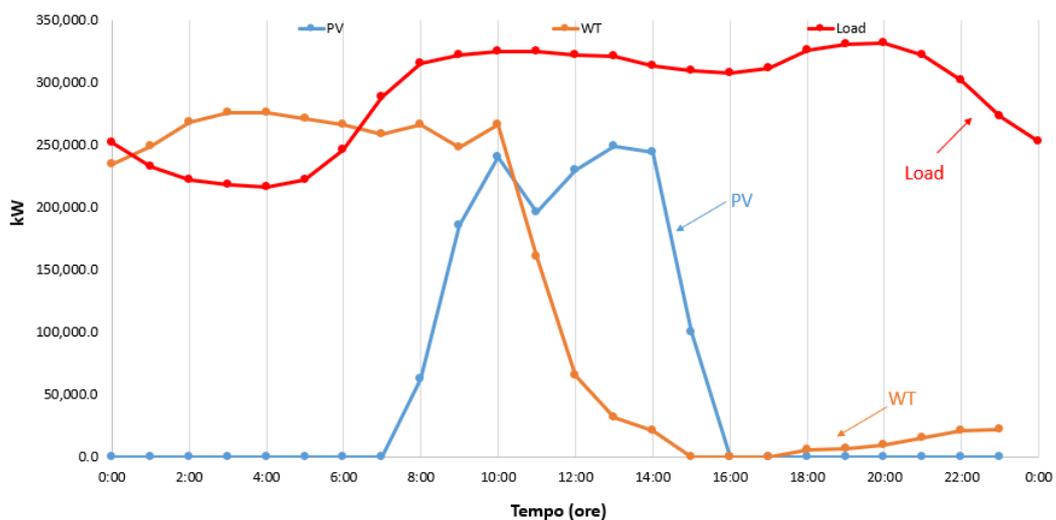
**Figura 42 : Profili giornalieri di produzione da rinnovabili – Murcia, 15 Settembre**



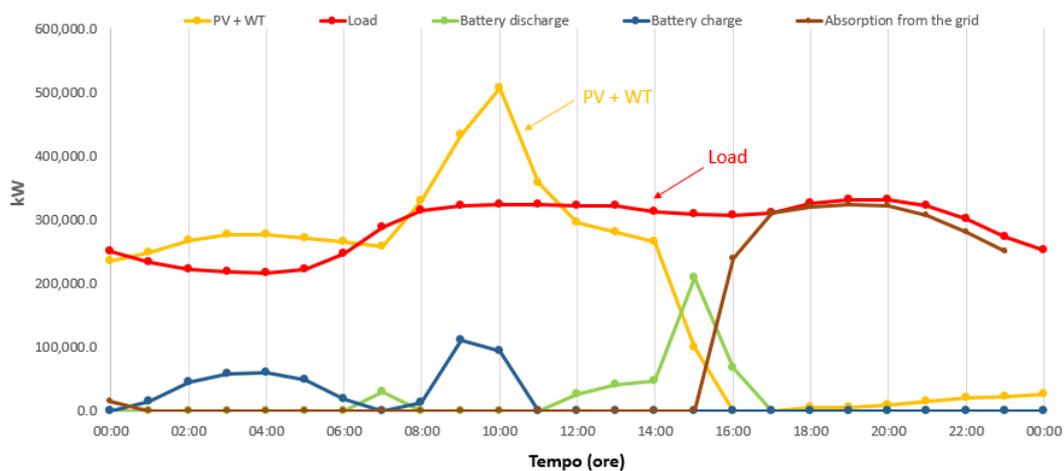
**Figura 43 : Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Settembre**

Situazione del tutto diversa si presenta invece per la giornata di Settembre. La produzione da eolico è praticamente nulla, in quanto i valori di velocità del vento non superano il cut-in delle turbine. L'unica fonte che provvede al fabbisogno energetico del carico è quella fotovoltaica, la quale però non è ai livelli delle giornate di Marzo e Giugno per la presenza di una minore irradianza solare in questo periodo dell'anno. Di conseguenza, come si evince dalla figura 43, non vi sono caricamenti della batteria e l'assorbimento dalla rete è notevole.

Il profilo della giornata di Dicembre è mostrato in figura 44. In particolare, la produzione da eolico avviene durante le prime ore del giorno (dalle 00:00 alle 14:00) quando quella da fotovoltaico è ovviamente nulla. In questo caso si riescono a limitare gli assorbimenti dalla rete, e grazie alla notevole producibilità dell'impianto all'inizio della giornata, è possibile caricare la batteria.

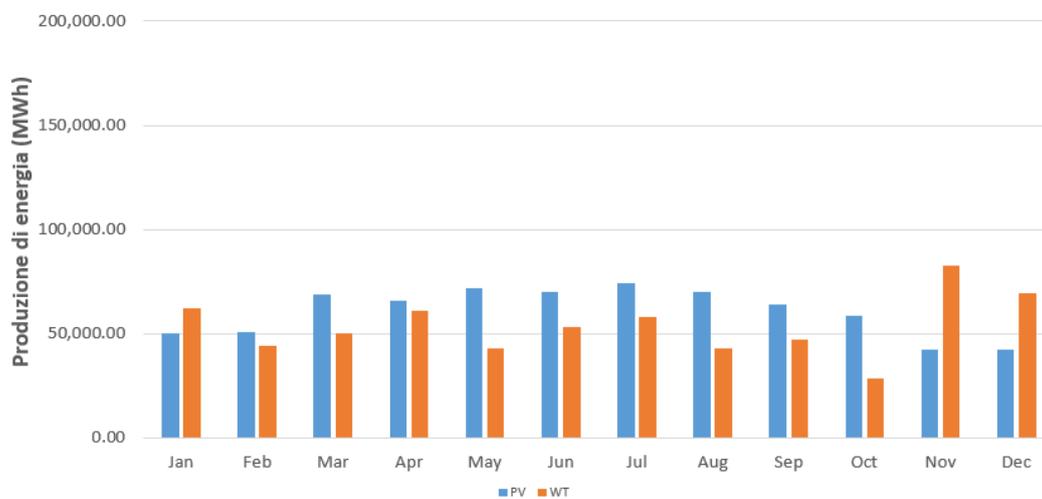


**Figura 44 : Profili giornalieri di produzione da rinnovabili– Murcia, 15 Dicembre**



**Figura 45 : Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Dicembre**

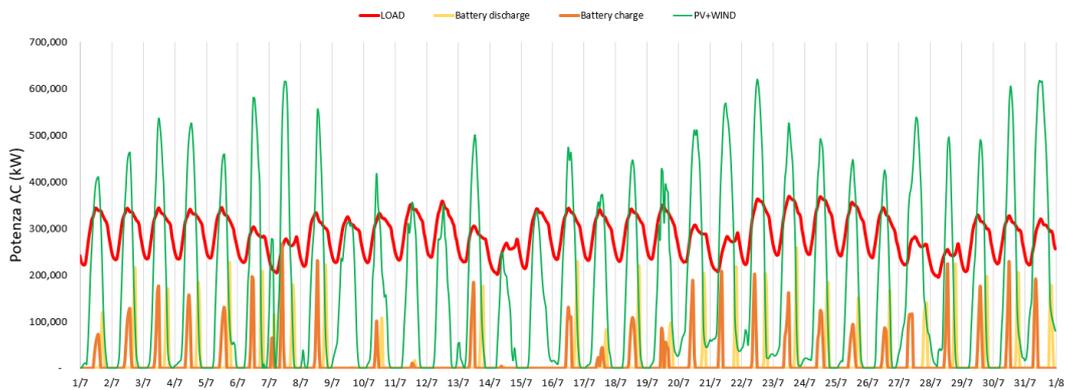
Il profilo annuale di produzione di energia elettrica è rappresentato in figura 46. Risulta scontato che durante l'estate la produzione da fotovoltaico sia maggiore, con il suo picco a Luglio. Dall'altra parte l'eolico ha una produzione inferiore rispetto al FV, ad eccezione dei mesi invernali, dove raggiunge picchi addirittura superiori a quelli estivi del fotovoltaico. Il numero di ore equivalenti per il fotovoltaico corrisponde a 1,515 (h/anno), molto più basso rispetto alla tecnologia eolica 2,207 (h/anno).



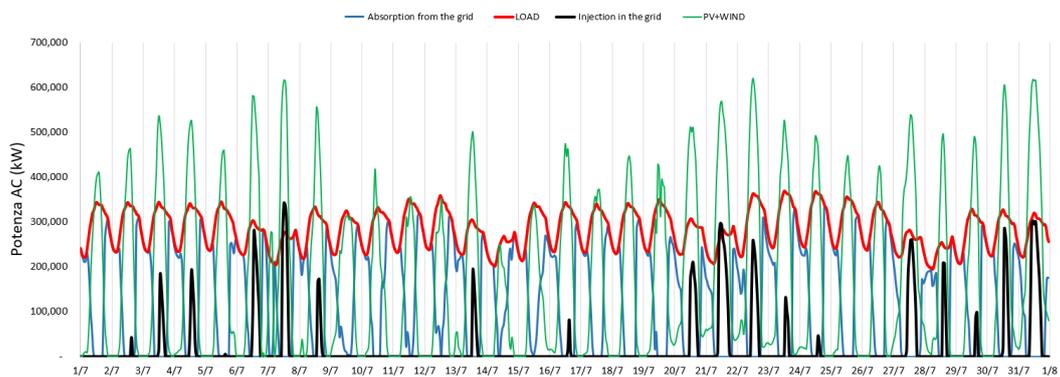
**Figura 46 : Produzione energetica annuale – Murcia**

Prendendo come riferimento il mese di Luglio, che possiede il valore annuale più elevato per quanto riguarda l'energia prodotta da FV, si riporta l'andamento mensile delle cariche/scariche della batteria (figura 47) e l'andamento delle iniezioni in rete e degli assorbimenti dalla rete (figura 48). Per pochi giorni al mese le rinnovabili non riescono a soddisfare il carico, in questi periodi non si riscontrano cariche o scariche della batteria. I picchi che si hanno nei cicli di carica seguono l'andamento dei picchi di produzione di energia, e sono seguiti a loro volta da picchi

di scarica che avvengono a fine giornata, in quanto i generatori FV non producono durante le ore notturne.



**Figura 47 : Profilo mensile di energia AC con cariche/scariche – Murcia, Luglio**



**Figura 48 : Profilo mensile di energia AC con assorbimenti ed iniezioni – Murcia, Luglio**

In questo caso, si può vedere come le immissioni in rete avvengono solo quando i picchi di produzione di energia da rinnovabili sono di gran lunga superiori al carico. Facendo riferimento a questo specifico mese, per la maggior parte dei giorni si hanno assorbimenti dalla rete.

La tabella 3 riporta i risultati delle taglie dei singoli sistemi per ogni località, rispettando le seguenti condizioni:

- il valore attuale netto deve essere positivo ( $VAN > 0$ );

- per ogni step orario, la massima potenza iniettabile in rete deve essere minore della massima potenza assorbita nell'anno;
- l'energia annuale immessa in rete non deve superare il 70% del carico;
- IRR deve essere più alto del 8%.

Description of simulation		Murcia	Siviglia	Madrid	Barcelona	Coruna
<b>Site localization</b>						
Latitude		38.0	37.4	40.4	41.4	43.4
Longitude		- 1.1	-6.0	- 3.7	2.2	-8.4
<b>Size of plants</b>						
Total power of PV generators	MW	480	760	3,100	1,780	370
Productivity of PV	kWh/kW/year	1,515	1,497	1,481	1,510	1,113
Total power of WT generators	MW	290	500	2,010	1,020	180
Productivity of WT	kWh/kW/year	2,207	1,838	2,163	1,929	2,582
Capacity of storage	MWh	500.0	500	500	500	500
<b>Energy flows (AC)</b>						
Production from PV+WT	GWh/year	1,367	2,057	8,941	4,655	876
Annual load	GWh/year	2,320	3,647	17,067	8,666	1,292
Annual injection in the grid	GWh/year	140	260	1,126	565	98
Annual absorption from the grid	GWh/year	1,103	1,859	9,262	4,586	521
Grid exchange (absorption+injection)	GWh/year	<b>1,242</b>	<b>2,119</b>	<b>10,388</b>	<b>5,151</b>	<b>618</b>
<b>Battery operation</b>						
Battery charge	GWh/year	100.4	100.5	106.4	110.9	79.1
Battery discharge	GWh/year	90.4	90.4	95.8	100.2	71.2
<b>Energy balance</b>						
Self-consumption		<b>89%</b>	<b>87%</b>	<b>87%</b>	<b>88%</b>	<b>88%</b>
Self-sufficiency		52%	49%	46%	47%	60%
Absorption from the grid / load		48%	51%	54%	53%	40%
Injection in the grid / load		6%	7%	7%	7%	8%
Production from renewables / load		59%	56%	52%	54%	68%
<b>Financial parameters</b>						
Initial investment	M€	- 978	- 1,510	- 5,662	- 3,154	- 736
NPV after 25 years	M€	1,733	2,563	12,609	6,058	907
IRR		20.5%	19.7%	24%	21.3%	16%

**Tabella 3 : Risultati della minimizzazione dello scambio con la rete per i cinque casi di studio**

In tutti i casi di studio, la taglia dell'impianto FV è maggiore di quella dell'eolico, seppur la sua producibilità sia inferiore. La ragione alla base di questa configurazione risiede nella migliore corrispondenza tra generazione fotovoltaica e profili di carico dal punto di vista giornaliero e stagionale.

### 3.3.2 Massimizzazione del VAN

In queste simulazioni l'obiettivo è stato quello di raggiungere il più alto ritorno economico. L'autoconsumo da rinnovabili è la scelta che conduce a profitti maggiori, mentre l'immissione in rete di energia elettrica è meno redditizia. In ognuno dei cinque casi di studio non si è considerato l'utilizzo della batteria, poiché troppo costosa. I vincoli scelti per queste simulazioni sono i medesimi utilizzati in precedenza.

E' ancora la prima località, Murcia, a risultare il miglior caso: dopo 25 anni, il ritorno economico è di 2,342 M€, che corrisponde al 239% dell'investimento iniziale. La capacità del fotovoltaico è leggermente aumentata (540 MW), mentre la potenza nominale del parco eolico (690 MW) ha avuto un incremento del 238% rispetto a quella delle simulazioni di tabella 3. Fermo restando che le condizioni meteorologiche restino le stesse, l'andamento dei profili di produzione energetica da rinnovabili saranno sostanzialmente simili a quelli di figura 38-40-42-44. L'unica differenza sarà di tipo quantitativo, poiché ora l'eolico produce molta più energia. Si riporta in figura 45 un profilo giornaliero a titolo di esempio.

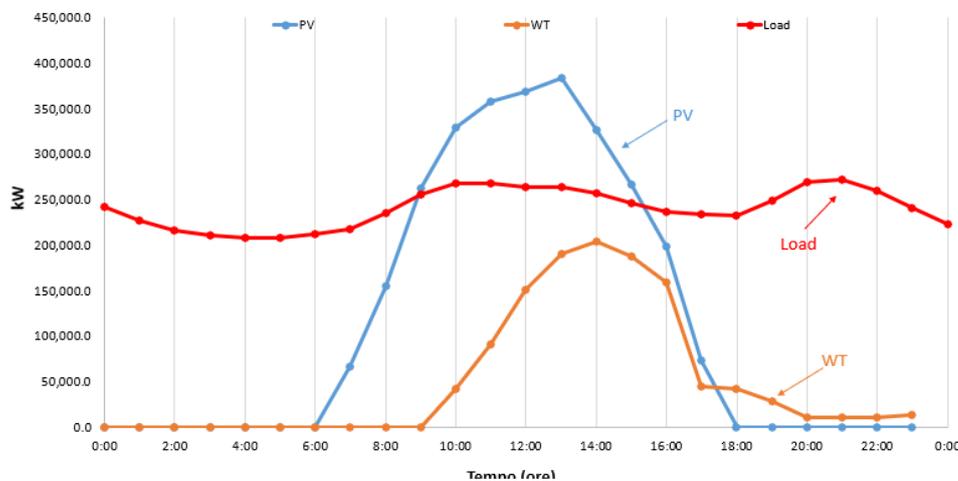
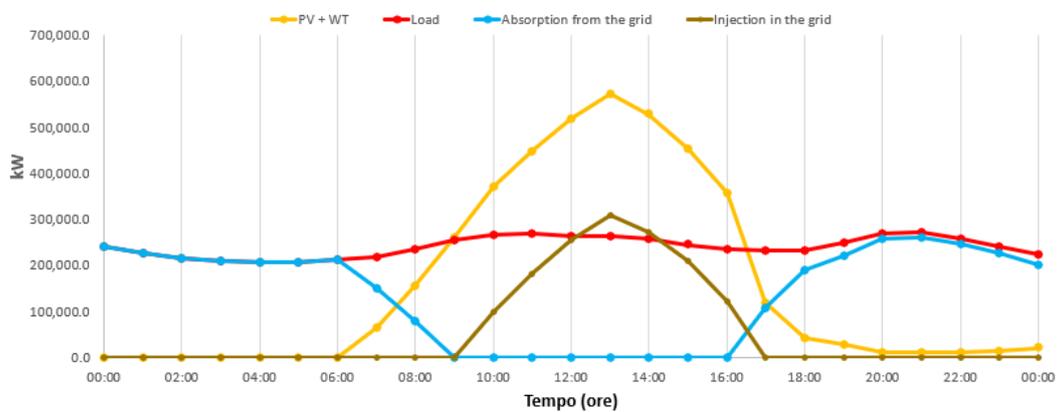
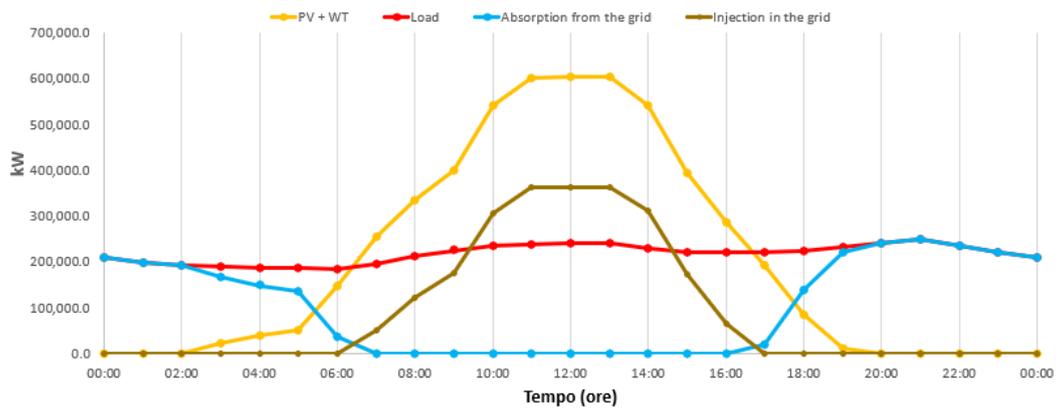


Figura 49 : Max VAN - Profili giornalieri di produzione da rinnovabili – Murcia, 15 Marzo

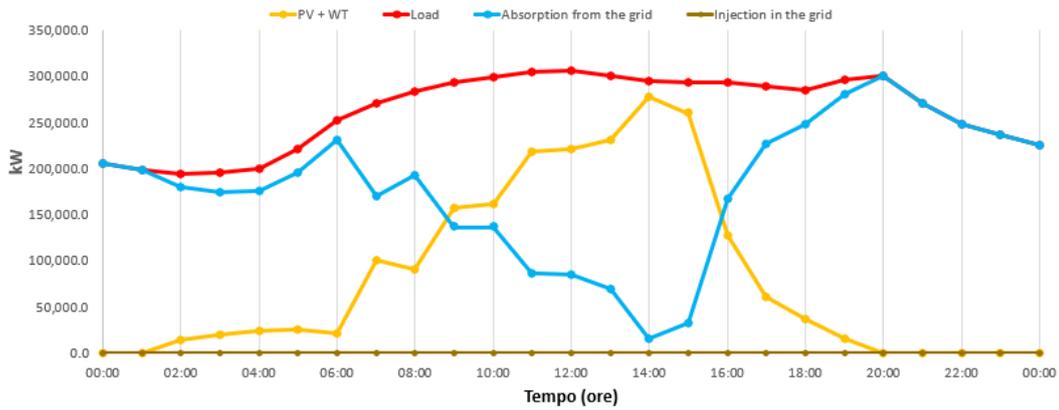
Menzione a parte va fatta per i grafici dei flussi di energia lato AC. In questo caso non compaiono più le cariche/scariche della batteria, non venendo quest'ultima considerata per le simulazioni con massimizzazione del VAN. Quindi, nella situazione in cui le rinnovabili non riuscissero a soddisfare il carico, l'energia necessaria verrà acquistata dalla rete. Le figure 50-51-52-53 mostrano i flussi di energia lato AC per quattro giornate tipiche.



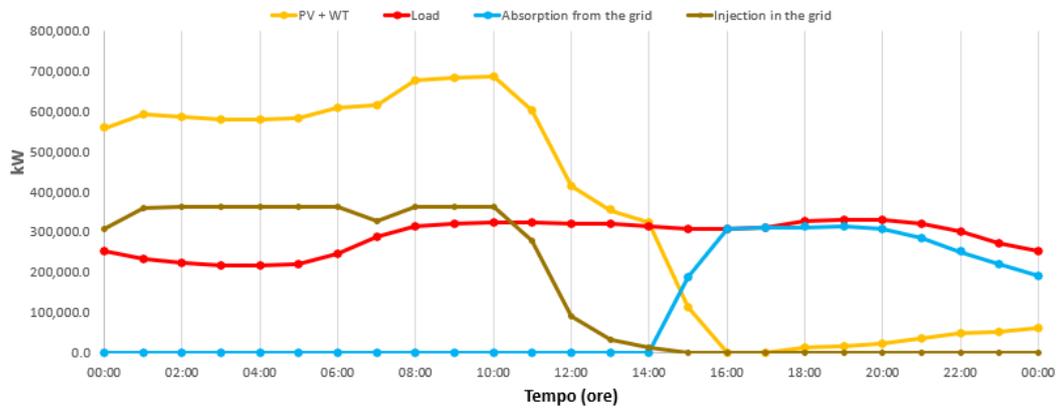
*Figura 50 : Max VAN - Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Marzo*



*Figura 51 : Max VAN - Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Giugno*

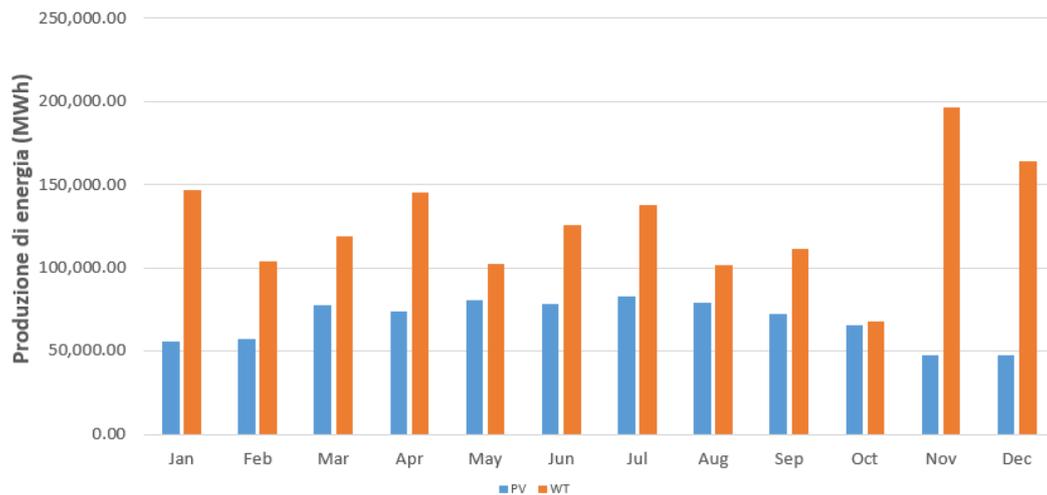


**Figura 52 : Max VAN - Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Settembre**



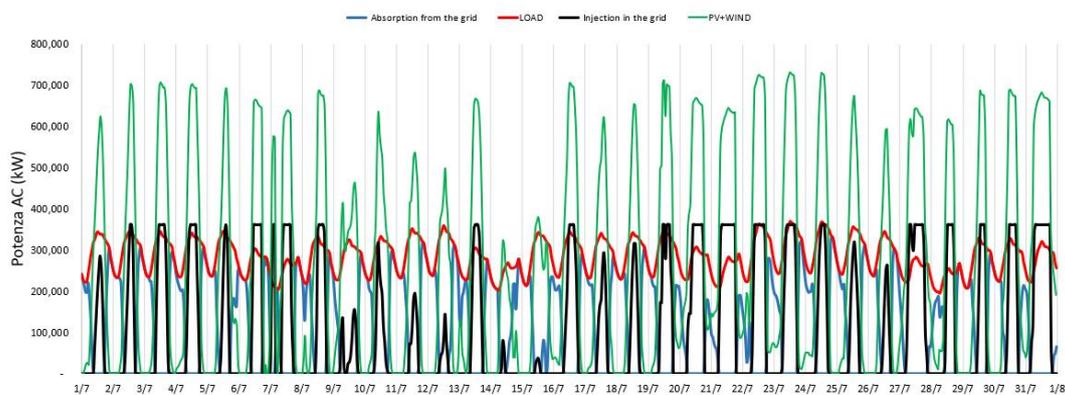
**Figura 53 : Max VAN - Profili giornalieri dei flussi di energia AC – Murcia, 15 Dicembre**

Il costo di installazione per la tecnologia eolica è di poco superiore a quello del fotovoltaico e per ogni caso di studio la producibilità della prima è superiore alla seconda. La possibilità di iniettare energia in rete, con il conseguente guadagno che ne deriva, unita all’obiettivo di massimizzazione del ritorno economico, ha fatto sì che per questa serie di simulazioni si riscontrasse un aumento generale della capacità dei generatori più produttivi durante l’anno. In figura 54 gli andamenti mensili della produzione fotovoltaica ed eolica sono messi a confronto. Per ogni mese l’impianto eolico produce più energia del fotovoltaico, con picchi a Novembre e Dicembre.



**Figura 54 : Max VAN - Produzione energetica annuale – Murcia**

Dal punto di vista dei profili mensili si possono notare ulteriori differenze con le simulazioni eseguite nel precedente paragrafo. Considerando solo gli assorbimenti e le immissioni in rete, si può vedere dalla figura 55 come queste ultime siano



**Figura 55 : Profilo mensile di energia AC con assorbimenti ed iniezioni – Murcia, Luglio**

presenti in tutti i giorni del mese con picchi consistenti ad eccezione del 9, 12, 14 e 15 Luglio. In queste giornate ovviamente si riscontrano bassi valori di produzione di energia da rinnovabili. La tabella 4 riassume i risultati ottenuti per ogni singola località, con i seguenti vincoli:

- il valore attuale netto deve essere positivo (VAN >0)
- per ogni step orario, la massima potenza iniettabile in rete deve essere minore della massima potenza assorbita nell'anno;
- l'energia annuale immessa in rete non deve superare il 70% del carico.

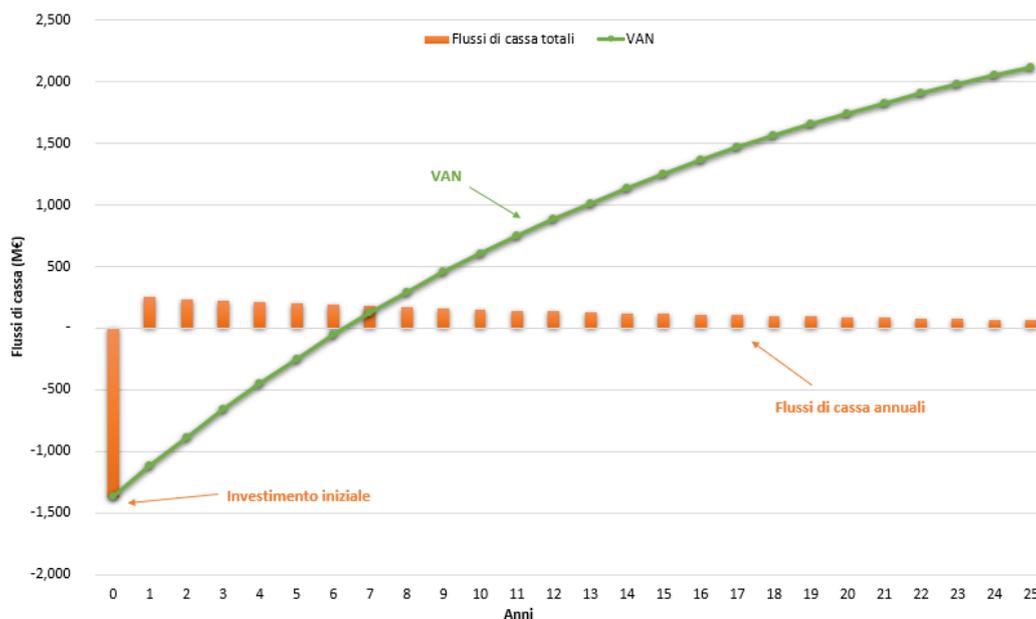
Description of simulation		Murcia	Siviglia	Madrid	Barcelona	Coruna
<b>Site localization</b>						
Latitude		38.0	37.4	40.4	41.4	43.4
Longitude		- 1.1	-6.0	- 3.7	2.2	-8.4
<b>Size of plants</b>						
Total power of PV generators	MW	540	930	4,020	2,600	240
Productivity of PV	kWh/kW/year	1,423	1,406	1,377	1,460	1,041
Total power of WT generators	MW	690	1,080	4,980	1,750	510
Productivity of WT	kWh/kW/year	2,030	1,685	1,967	1,856	2,241
Capacity of storage	MWh	10	10	10	10	10
<b>Energy flows (AC)</b>						
Production from PV+WT	GWh/year	2,169	3,128	15,330	7,045	1,393
Annual load	GWh/year	2,320	3,647	17,067	8,666	1,292
Annual injection in the grid	GWh/year	777	1,019	5,350	2,255	510
Annual absorption from the grid	GWh/year	928	1,538	7,087	3,877	410
Grid exchange (absorption+injection)	GWh/year	1,705	2,557	12,437	6,133	920
<b>Battery operation</b>						
Battery charge	GWh/year	3.4	3.4	3.4	3.4	2.2
Battery discharge	GWh/year	3.1	3.0	3.0	3.1	1.9
<b>Energy balance</b>						
Self-consumption		64%	67%	65%	68%	63%
Self-sufficiency		60%	58%	58%	55%	68%
Absorption from the grid / load		40%	42%	42%	45%	32%
Injection in the grid / load		33%	28%	31%	26%	40%
Production from renewables / load		93%	86%	90%	81%	108%
<b>Financial parameters</b>						
Initial investment	M€	-1,371	-2,229	- 9,999	-4,703	- 855
NPV after 25 years	M€	2,117	3,005	14,923	6,771	1,337
IRR		18.3%	16.7%	18%	17.4%	18%

**Tabella 4 : Risultati della massimizzazione del VAN per i cinque casi di studio**

Se l'obiettivo delle simulazioni precedenti era quello di minimizzare lo scambio con la rete e quindi di massimizzare l'autoconsumo, era naturale aspettarsi dei sistemi sottodimensionati. In questo modo quasi tutta l'energia prodotta sarebbe stata autoconsumata e si sarebbero evitate immissioni in rete non particolarmente redditizie. In questo caso invece, come mostrato in tabella 4, il rapporto tra produzione da rinnovabili e carico raggiunge valori del 108% (Coruna). I valori di autoconsumo si attestano intorno al 63-68%, dimostrando comunque che gran parte

dell'energia viene quindi consumata sul posto. Le iniezioni di energia in rete sono più elevate rispetto alle simulazioni precedenti, come era già stato fatto notare dalla figura 55. Il valore più alto si raggiunge per il quinto sito (40% rispetto al carico totale).

Per tutti i casi di studio presi in considerazione, la potenza nominale del parco eolico supera quella del fotovoltaico, tranne che per Barcellona. Per questa località la fonte rinnovabile più produttiva è quella eolica con 1,856 ore equivalenti, mentre il fotovoltaico è operativo per 1,460 ore durante l'anno. Nonostante ciò, si preferisce il fotovoltaico con una capacità di 2,600 MW, rispetto ai 1,750 MW dell'eolico. La ragione è che questa è la miglior combinazione di fonti rinnovabili che può soddisfare il carico, essa presenta coerentemente la percentuale più alta di autoconsumo tra i casi di studio in oggetto. Questa situazione mostra chiaramente che la combinazione di differenti fonti può essere più vantaggiosa rispetto all'utilizzo esclusivo di quella più efficiente.



**Figura 56 : Max VAN – Evoluzione del Valore Attuale Netto – Murcia**

La figura 56 mostra l'andamento del VAN durante la vita dell'impianto (25 anni) nel caso di Murcia. Il valore del VAN corrisponde a zero tra il sesto e il settimo anno e dopo 25 anni il ritorno economico è pari a 2,117 M€, ossia al 239% dell'investimento iniziale. Da notare il decremento dei flussi di cassa con l'avanzare del tempo; ciò è dovuto al fattore di perdita annuale in termini di prestazioni degli impianti.

# Conclusioni

Nel presente lavoro di tesi si è ricercata la combinazione ottimale di potenze per un sistema ibrido che utilizzi tecnologia fotovoltaica, eolica, sistemi di accumulo elettrochimico e rete elettrica per alimentare un'utenza cittadina. A questo proposito si è utilizzato un *tool* ingegneristico sviluppato in ambiente MS-excel che permette di simulare diverse configurazioni impiantistiche, al fine di ricavarne i parametri energetici ed economici più idonei per le applicazioni reali. Tenendo conto dei vincoli di natura tecnica e di costo, le simulazioni di questo sistema complessivo sono state eseguite per cinque località su territorio spagnolo, partendo da dati meteorologico-ambientali estratti da *database* satellitari e governativi. Queste hanno dimostrato che l'installazione di impianti ad energia rinnovabile può essere così redditizia da rendere possibile l'installazione di sistemi di accumulo con alte capacità, seppur il loro utilizzo sia più costoso nel breve-medio termine rispetto agli scambi con la rete elettrica. Inoltre, hanno dimostrato il raggiungimento di rendimenti economici elevati. I vantaggi che ne derivano sono molteplici, tra cui - non ultimo- quello ambientale e di economia di scala: il raggiungimento di una maggiore indipendenza nella produzione energetica di una certa comunità, con la conseguente riduzione di importazione e combustione di idrocarburi.

Nei cinque casi di studio analizzati, i carichi sono costituiti da qualsiasi utenza (civile, industriale, servizi) facente riferimento a una città, facendo uso del profilo di carico elettrico generale fornito dal TSO spagnolo "Red Electrica de España". Per tale motivo il carico diurno non presenta picchi di potenza eccessivi, anche se risulta comunque maggiore di quello notturno. Vengono installate turbine eoliche

per aumentare le ore di produzione, mentre le batterie di accumulo servono a gestire i *surplus* di energia prodotta e ad evitare immissioni troppo elevate in rete. In questo modo, i consumatori diventano *prosumer*: producono l'energia che utilizzano, la accumulano e la scambiano con la rete, riducendo le spese per acquistarla e l'inquinamento per trasportarla. Le taglie dell'impianto fotovoltaico, del parco eolico e del sistema di accumulo elettrochimico sono state ottimizzate in modo da raggiungere il minimo livello di scambio energetico con la rete oppure il massimo ritorno economico.

In accordo con i vincoli sopracitati, il livello massimo di autoconsumo raggiungibile si attesta intorno al 89%. Un valore così alto di indipendenza dalla rete si ottiene installando elevate capacità di accumulo (500 MWh). Ciò permette di installare molti generatori FV e turbine eoliche, riducendo l'immissione in rete (< 8% nelle simulazioni). Tuttavia, l'indipendenza completa dalla rete è ancora lontana. In tutti i casi di studio il fotovoltaico è stato preferito all'eolico, pur presentando una producibilità annuale inferiore: il motivo risiede nella miglior corrispondenza con il profilo di carico e nel minor costo di installazione.

Se invece l'obiettivo è la massimizzazione del VAN, ecco che il valore economico dell'energia scambiata in rete gioca un ruolo importante. Lo stoccaggio dell'energia è troppo costoso e quindi viene evitato per tutti e cinque i casi di studio. L'autoconsumo rimane comunque una soluzione molto redditizia in questi termini, infatti in queste simulazioni abbiamo percentuali di autoconsumo nell'intervallo 63-68%. Il "risolutore" opta in generale per l'aumento della fonte rinnovabile più

produttiva, l'eolico, e trova il VAN più elevato attraverso una combinazione ottimale tra energia autoconsumata ed energia venduta alla rete.

# Bibliografia

[1] International Energy Agency, “Energy Technology Perspectives 2020”, 2020.

[Online]. Disponibile: <https://www.iea.org/reports/energy-technology-perspectives-2020/clean-energy-technologies-the-state-of-play#abstract>

[2] Commissione europea – Azione internazionale sui cambiamenti climatici, “Accordo di Parigi”, 2015 [Online]. Disponibile:

[https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris\\_it#tab-0-0](https://ec.europa.eu/clima/policies/international/negotiations/paris_it#tab-0-0)

[3] Report scientifico – IPCC, “Global warming of 1.5 °C”, 2018. [Online].

Disponibile: <https://www.ipcc.ch/sr15/>

[4] ©Fraunhofer ISE: Photovoltaics Report, updated: 16 settembre 2020

[5] F. Spertino, «Materiale didattico corso "Power Generation from Renewable Sources" - Politecnico di Torino - a.a. 2018-2019».

[6] La radiazione al suolo. Il ruolo dell’atmosfera – [Online]. Disponibile:

<https://www.enea.it/it/seguici/le-parole-dellenergia/radiazione-solare/la-radiazione-al-suolo.-il-ruolo-dell2019atmosfera>

[7] G.V. Fracastoro, «Materiale didattico corso "Technology for renewable energy sources" - Politecnico di Torino - a.a. 2017-2018».

- [8] Annarita Paiano, “Renewable and Sustainable Energy Reviews: Photovoltaic waste assessment in Italy”, Volume 41, 2015, ISSN 1364-0321.
- [9] Fotovoltaico tandem, efficienza al 26% grazie alla ricerca italiana. – Rinnovabili.it, 21 febbraio 2020. [Online]. Disponibile: <https://www.rinnovabili.it/energia/fotovoltaico/fotovoltaico-tandem-efficienza/>
- [10] A.Goetzberger, J.Knobloch, B.Voss, Crystalline silicon solar cells, J. Wiley&Sons, 1998.
- [11] F.Groppi, Il fotovoltaico per tutti: manuale pratico per esperti e meno esperti, Delfino, 2005.
- [12] Report tematico – Wind Europe, «Wind energy and economic recovery in europe», ottobre 2020. [Online]. Disponibile: <https://windeurope.org/data-and-analysis/product/wind-energy-and-economic-recovery-in-europe/>
- [13] «Corso di Sistemi Energetici – Energia Eolica – parte 1 – Sapienza Università di Roma – 2016»
- [14] Manwell J.F., McGowan J.G. and Rogers A.L., Wind energy explained, J. Wiley & Sons, 2002.
- [15] Jaques Ruer, «Generazione elettrica dal vento», pag. 561-571, in *Enciclopedia degli idrocarburi*, Vol. III, Istituto della enciclopedia italiana fondata da Giovanni Treccani S.p.A. 2007

[16] V.Baglio, A. Paolone, A.Sanson, P.P. Prosini, E. Micolano, L.Pellegrino, «Sistemi di accumulo elettrochimico», 2016, in *Catalogo delle Tecnologie energetiche*. [Online]. Disponibile:

[http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi\\_di\\_accumulo\\_elettrochimico.pdf](http://www.pdc.minambiente.it/sites/default/files/progetti/sistemi_di_accumulo_elettrochimico.pdf)

[17] Accordo Umicore e Formula E per il riciclo delle batterie al litio – canaleenergia.com , 21 febbraio 2019 . [Online]. Disponibile:

<https://www.canaleenergia.com/rubriche/economia-circolare/economia-circolare-formulae-umicore-batterie-litio/>

[18] Z. Yang, J. Zhang, M. C. W. Kintner-Meyer, X. Lu, D. Choi, J.P. Lemmon, and J. Liu, «Electrochemical Energy Storage for Green Grid», in *Chemical Reviews*, pag. 3596-3604, 2011.

[19] “Why energy storage – technologies” , energystorage.org, 2020.

[Online]. Disponibile: <https://energystorage.org/why-energy-storage/technologies/solid-electrode-batteries/>

[20] F. Spertino, A. Ciocia, P. Di Leo, R. Tommasini e I. Berardone, M. Corrado, A. Infuso, M. Paggi, «A power and energy procedure in operating photovoltaic systems to quantify the losses according to the causes,» *Solar Energy*, vol. 118, 2015.

- [21] A. Miller, E. Muljadi, D.S. Zinger, "A variable speed wind turbine power control," *Energy Conversion, IEEE Transactions on*, vol. 12, no. 2, pp. 181-186, 1997.
- [22] M. Cacciato, G. Nobile, G. Scarcella and G. Scelba, «Real-Time Model-Based Estimation of SOC and SOH for Energy Storage Systems», *IEEE Transactions on Power Electronics*, vol. 32, n. 1, pp. 794-803, 2016.
- [23] D. Guasch, S. Silvestre, «Dynamic battery model for photovoltaic applications,» *Prog PVs: Res Appl*, vol. 11, pp. 193-206, 2003.
- [24] Roberts, Justo José, Mendiburu Zevallos, Andrés A, and Cassula, Agnelo Marotta. "Assessment of Photovoltaic Performance Models for System Simulation." *Renewable & Sustainable Energy Reviews* 72 (2017): 1104-123. Web
- [25] Malamaki, Kyriaki-Nefeli D, and Demoulias, Charis S. "Minimization of Electrical Losses in Two-Axis Tracking PV Systems." *IEEE Transactions on Power Delivery* 28.4 (2013): 2445-455. Web
- [26] Morse, Edward. "Economics, Environmental, and Safety Issues." *Nuclear Fusion*. Cham: Springer International, 2018. 481-500. Graduate Texts in Physics. Web.
- [27] «Metodo del Simpleso», *Enciclopedia della Matematica*, 2013. [Online]. Disponibile:[https://www.treccani.it/enciclopedia/metodo-del-simpleso\\_%28Enciclopedia-della-Matematica%29/](https://www.treccani.it/enciclopedia/metodo-del-simpleso_%28Enciclopedia-della-Matematica%29/)

[28] "SODA-Solar radiation Data". [Online]. Disponibile: [WEB SERVICES -  
www.soda-pro.com \(soda-pro.com\)](http://www.soda-pro.com)

[29] Alexandre Oudalov, ABB Switzerland, Corporate Research, Energy Storage in Electric Power Systems - Integration of Renewable Energy Sources, Ispra, 2015.

[30] "Data Browser", Eurostat. [Online]. Disponibile: [https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG\\_PC\\_205\\_\\_custom\\_236146/default/table?lang=en](https://ec.europa.eu/eurostat/databrowser/view/NRG_PC_205__custom_236146/default/table?lang=en)

