

ANALISI DEL FATTORE DI UTILIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI EOLICI IN ITALIA

SOMMARIO

In questo lavoro viene effettuata una revisione critica del concetto di fattore di utilizzazione applicato agli impianti motori eolici, con particolare riferimento alla situazione italiana.

Dopo una discussione del concetto di fattore di utilizzazione applicato a turbine singole e parchi, che mette in evidenza i fattori che concorrono alla formazione del suo valore, è stata condotta una analisi su base regionale utilizzando dati storici sulla produzione di lavoro elettrico, sulla capacità degli impianti e sulla loro taglia, che ha consentito di ottenere delle valutazioni accurate sui valori assunti dal fattore di utilizzazione.

Sulla base delle considerazioni tecniche esposte è stato poi valutato l'incremento ottenibile attraverso adeguamenti tecnologici degli impianti, in particolare l'aumento del rapporto fra area spazzata e capacità elettrica del generatore.

A livello di Paese è stato effettuato inoltre un confronto ragionato con le principali nazioni europee.

INTRODUZIONE

In generale l'informazione più immediata di cui si dispone nell'analisi degli impianti motori operanti in sistemi energetici, a livello sia di singolo impianto che di impianti aggregati su scala regionale, nazionale o transnazionale, è quella della potenza installata. Questo dato è spesso utilizzato come indicatore nelle valutazioni tecniche e politiche in campo energetico e come misura di applicazione di accordi internazionali (20-20-20 UE [1], Kyoto [2], ecc.) legati al contenimento delle emissioni di gas serra.

Meno comune e meno intuitivo è l'uso del fattore di utilizzazione, il quale, misurando il tasso di sfruttamento di un determinato impianto, restituisce informazioni sull'efficacia tecnico-economica della tecnologia di conversione adottata e sulla disponibilità della risorsa.

Esistono pochi lavori in letteratura che trattano il problema in relazione alla risorsa eolica. In [3] viene affrontato il problema dell'innalzamento del fattore di utilizzazione attraverso l'impiego di sistemi di accumulo ad aria compressa (CAES). In [4] si analizza il problema della discrepanza fra valori teorici attesi e valori in campo, ritrovandone i motivi nella valutazione del *wind index* e in fattori di natura economica e sociologica. Fra i lavori recenti che affrontano il problema in relazione alla situazione italiana, si citano [5,6], che all'interno di una ricognizione più completa sui principali sistemi di generazione elettrica, ne valutano le prospettive di effettiva penetrazione nel settore energetico.

Il fattore di utilizzazione, F_u è definito come il rapporto fra il lavoro (elettrico) generato in un periodo (tipicamente l'anno, ovvero 8760 ore) ed il lavoro teoricamente generabile qualora l'impianto funzionasse per l'intero periodo alla potenza massima (nominale):

$$F_u = \frac{\int P(t)dt}{P_{\max}T} \quad (1)$$

Poiché il fattore di utilizzazione può essere inteso anche come il rapporto fra la potenza media giornaliera e la potenza installata, esso rappresenta anche la frazione di ore di funzionamento annue.

Sebbene teoricamente il fattore di utilizzazione possa assumere valori massimi del 100%, nella realtà i valori sono notevolmente inferiori. A titolo di esempio in Italia e al solo scopo di fissare alcuni valori tipici, considerando gli impianti tradizionali presenti sul territorio che non stanno subendo variazioni sostanziali della capacità installata di anno in anno (o che presentano oscillazioni inferiori al 5%) si deduce dai dati presentati dal GSE [7] nel 2005, che il termoelettrico tradizionale si attesta al 44.9%, il geotermico all' 85.4%, l'idroelettrico al 22.7%, l'eolico al 16.8%. Al netto del saldo *import-export*, il valore medio del totale impianti è pari al 39.2%.

Confrontando questi valori con alcuni dati extranazionali, ad esempio quelli USA [8] si ottiene che, nel medesimo anno il termoelettrico presenta valori pari al 88.6%, il termoelettrico al 44.6% e l'eolico pari al 15.4%.

Il motivo per cui il fattore di utilizzazione è ampiamente inferiore al 100% dipende da alcuni fattori importanti che entrano nella composizione del numeratore dell'Eq. (1) e che concorrono a ridurne il valore anche in maniera significativa. Essi sono:

- la richiesta di lavoro elettrico del mercato;
- la disponibilità tecnica degli impianti;
- il livello tecnologico;
- la disponibilità e la qualità della materia impiegata (risorsa) nel processo di trasformazione energetica;
- la disponibilità della rete elettrica.

Questa elencazione mette in luce come emergano, nella costruzione del coefficiente di utilizzazione, differenze fra gli impianti funzionanti con energie rinnovabili e convenzionali.

Anzitutto l'introduzione di nuovi meccanismi di regolazione della domanda e dell'offerta sul mercato energetico, si citi per tutti la borsa dell'energia, impongono importanti condizionamenti nella strategia di utilizzazione degli impianti. Nel settore idroelettrico infatti è attualmente d'uso, nella pianificazione della produzione, l'impiego saltuario di impianti originariamente destinati alla copertura dei carichi di punta nella modalità propria di impianti di base ad acqua fluente. Nel settore termoelettrico, alcuni impianti storici, pur essendo disponibili a produrre, non riescono a vendere sul mercato la produzione di lavoro elettrico per l'eccessivo costo del mix di combustibili utilizzato.

Per quanto riguarda la disponibilità tecnica, essa dipende dall'affidabilità di componenti e sistemi. Esistono varie definizioni, ma in generale essa misura il numero di ore annue di funzionamento, dedotte le ore di fermo per manutenzione ordinaria e straordinaria rispetto a quelle totali. Per citare ad esempio la tecnologia eolica, essa ha subito importanti evoluzioni negli ultimi 30 anni passando da valori prossimi al 70% a valori che, attualmente, per la singola macchina (di grande taglia) supera il 98% e per i parchi si avvicina al 95% [9].

Il livello tecnologico dipende dalle soluzioni adottate e dalla loro maturità. Ad esempio nel settore eolico, l'adozione della velocità di rotazione variabile consente incrementi teorici dell'ordine del 10% e reali del 2-5% del lavoro prodotto rispetto a impianti concepiti per ruotare a velocità fissa.

La disponibilità della materia del processo energetico è considerata continua negli impianti a combustibile fossile e nucleare, mentre per quelli a fonti rinnovabili, l'acqua, l'aria, le biomasse, ecc. essa dipende dal tipo di risorsa utilizzata e fortemente dalla localizzazione degli impianti, ciò che è riassunto dal termine intermittenza della fonte. Per quanto riguarda la qualità della risorsa, se ci limitiamo nella discussione agli impianti eolici, va ricordato che a parità di ventosità dell'area considerata (ad esempio misurata a parità dei parametri di forma e di scala di Weibull), la massa volumica dell'aria può avere un effetto importante, poiché essa, essendo proporzionale alla potenza, influenza il lavoro prodotto. A 1000 metri di quota la riduzione di lavoro e quindi del coefficiente di utilizzazione è di circa il 9% rispetto all'atmosfera standard. Oltre a questo anche l'intensità della turbolenza ha effetti marcati sulla curva di potenza [10].

Infine, non va trascurata la disponibilità della rete elettrica, la quale può ridurre il lavoro elettrico prodotto sia per effetto di guasti, ma anche per effetto delle interruzioni di potenza operate dal gestore della rete per garantire la sicurezza della linea attraverso azioni di modulazione della potenza (in Italia nel 2008 per il settore eolico si sono avuti interventi con limitazioni nell'ordine complessivo del 30% rispetto alla potenza nominale con alcuni casi fino al 70% ed altri in cui la potenza limitata è stata totale, ovvero il 100% [11]).

Esiste poi il problema del metodo di calcolo del coefficiente di utilizzazione in quanto l'entrata in servizio di impianti nel corso dell'anno crea un problema di computazione della frazione di lavoro elettrico prodotto in relazione alla potenza installata. Lo stesso dicasi per impianti che vengono dismessi nel corso dell'anno nel caso in cui il fattore di utilizzazione venga computato all'inizio dell'anno. Tale aspetto è assai rilevante per la risorsa eolica, in paesi come l'Italia, in cui il mercato ha subito una forte espansione con incrementi annui

della potenza installata che negli ultimi anni è stato superiore al 30% con punte oltre al 40% come indicato in **Figura 1** [12].



Figura 1 – Tasso di crescita della potenza eolica annua in Italia (1991-2009).

Le fluttuazioni di lungo termine della risorsa possono produrre inoltre scostamenti annuali dell'ordine anche del 20%. Se questa è, ad esempio, sotto media nel periodo considerato e non viene corretta rispetto a dati di lungo termine, il fattore di utilizzazione risulta fittiziamente basso. Nelle condizioni tipiche dei parchi italiani, una riduzione del 10% della ventosità si traduce in una riduzione media del 18-20% della produzione di lavoro elettrico. Questo aspetto porta alla conseguenza che una stima ragionevole del coefficiente di utilizzazione non può essere effettuata su base annua ma va condotta su un periodo di osservazione più lungo, almeno quinquennale, meglio decennale. In tale modo il fattore di utilizzazione può essere considerato indipendente dalla variabile intermittenza della fonte.

Rimane tuttavia anche in questo modo aperto il problema di valutare, in un mercato in forte crescita, l'effetto della disponibilità della rete elettrica che non ha tempi di adeguamento paragonabili a quelli dell'incremento di potenza installata.

Queste considerazioni sono di fondamentale importanza sia per il singolo investitore che per le autorità governative predisposte a vari livelli agli aspetti decisionali sulle politiche di indirizzo. Infatti, per il settore eolico, come per tutte le fonti rinnovabili, i costi marginali sono legati ai costi di gestione e manutenzione e ai costi finanziari, cosicché il costo medio attualizzato di produzione del lavoro elettrico è inversamente proporzionale al fattore di utilizzazione. Una stima realistica del fattore di utilizzazione è dunque essenziale per l'assunzione di decisioni sia in ambito di investimenti che di politiche di incentivazione.

CONSIDERAZIONI GENERALI SUL FATTORE DI UTILIZZAZIONE

Come anticipato, negli impianti di generazione di potenza il fattore di utilizzazione è un parametro fondamentale per valutare l'economicità dell'investimento e generalmente nel settore eolico un valore elevato implica un costo ridotto di produzione dell'energia. Il fattore di utilizzazione negli impianti motori eolici assume valori relativamente bassi, tuttavia va ribadito che esso non è una misura di rendimento, quanto semplicemente il rapporto fra la potenza media della

macchina (o del parco) e la potenza installata e come tale è un indicatore del lavoro prodotto nell'anno. Nell'analisi che segue viene differenziato il concetto a seconda che si discuta di una macchina singola, di parchi singoli o di agglomerati di parchi (su base regionale o nazionale).

Turbina singola

Nel progetto delle turbine eoliche esiste la libertà (entro certi limiti) di combinare la taglia del generatore elettrico con la taglia del rotore (area spazzata) determinando valori della potenza specifica o parametro SRO (*Specific Rated Output*) che possono essere compresi fra 100 e 500 W/m². Una turbina con una potenza di targa elevata in rapporto alla dimensione del rotore presenterà un valore elevato di SRO e viceversa.

La produzione di lavoro elettrico annuo dipende dalla velocità media di sito e dal parametro SRO, come indicato in **Figura 2**, che riporta l'andamento del lavoro specifico annuo (lavoro per unità di area spazzata) in funzione della velocità media al mozzo per un sito caratterizzato da un fattore di forma di Weibull, k=2.

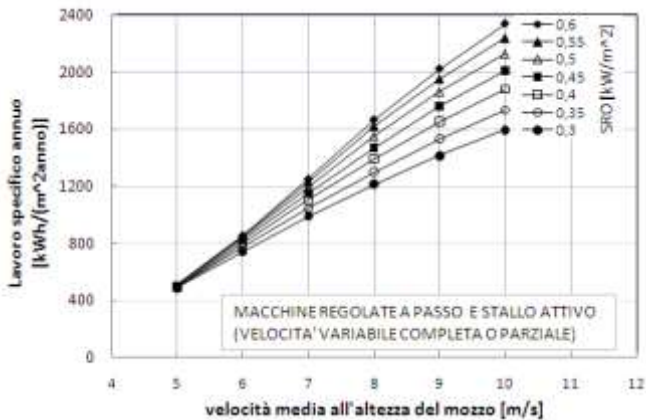


Figura 2- Valori del lavoro specifico annuo in funzione della velocità media di sito per valori di SRO variabili fra 0,3 e 0,6 kW/m² (disponibilità tecnica del 100%).

La **Figura 3** riporta i valori del coefficiente di utilizzazione in funzione della velocità media di sito per valori di SRO variabili fra 0,3 e 0,6 kW/m².

I diagrammi di **Figura 2 e 3** hanno valore universale [13], perché sono stati ottenuti utilizzando un database di macchine (circa 70) con curva di potenza certificata nella gamma 300 kW - 2 500 kW e indicano chiaramente che a pari velocità media, macchine con valori di SRO più bassi, hanno F_u più elevati e un maggiore numero di ore di funzionamento. Per illustrare questo punto si faccia un esempio per due macchine commerciali, la turbina Gamesa G90 con diametro di 90m e potenza nominale di 2.0 MW e la turbina REPower MM70 sempre con potenza nominale di 2.0 MW ma con diametro di 70 m. La turbina G90 ha un valore di potenza specifica pari a 310 W/m² mentre la MM70 pari a 520 W/m². Alla velocità media di 7 m/s la turbina G90 produce circa 6544 MWh/anno con un fattore di utilizzazione di 0.376, mentre la turbina MM70 produce 4808 MWh/anno con un fattore di utilizzazione di 0.274.

Questo effetto è tanto più importante quanto maggiore è la ventosità. Muovendo invece verso valori di ventosità inferiori (che sono tipici della situazione italiana), si nota che il lavoro specifico diventa indipendente dall'SRO, ovvero, a pari taglia installata (es: 2.0 MW), il lavoro annuo prodotto diventa direttamente proporzionale all'area spazzata (o inversamente all'SRO).

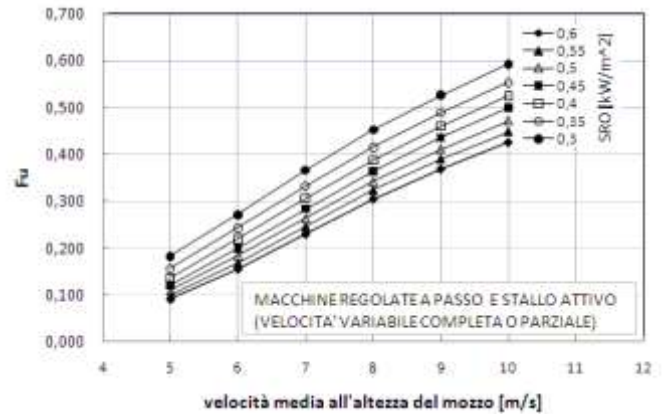


Figura 3 - Valori del coefficiente di utilizzazione in funzione della velocità media di sito per valori di SRO variabili fra 0,3 e 0,6 kW/m² (disponibilità tecnica del 100%).

I diagrammi in **Figura 2 e 3** mettono però anche in luce che si può avere lo stesso numero di ore di funzionamento anche in due siti con velocità media del vento diversa.

Sempre ragionando a pari potenza installata, una macchina con SRO pari a 0,3, su un sito con velocità media annua di 6 m/s, produce solo l'8% in meno di una macchina con SRO = 0,5 su un sito da 7 m/s, sebbene entrambi abbiano lo stesso numero di ore di funzionamento (circa 2400).

Sempre sulla base dei diagrammi riportati e delle considerazioni sviluppate, risulta che la turbina VESTAS V90 con potenza nominale di 3 MW a 8 m/s (disponibilità 100%) non produce il 50% in più del corrispondente modello V90 da 2 MW ma il 22% in più, sebbene il suo fattore di utilizzazione sia inferiore del 18%.

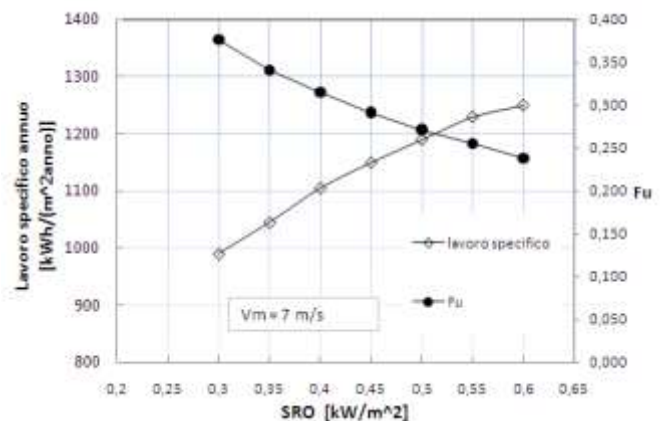


Figura 4 - Andamento del lavoro annuo per unità di superficie spazzata e del fattore di utilizzazione al variare del parametro SRO per un sito con velocità media di 7 m/s.

Un ulteriore aspetto critico è il costo di installazione della macchina, per cui le considerazioni fatte in precedenza assumono anche valore economico se il costo di installazione per unità di potenza (€/kW) e di gestione sono simili.

Nella pratica non è industrialmente economico prevedere progetti diversi per diverse velocità del vento, per cui molti costruttori producono macchine per venti moderati e venti elevati. In **Figura 4** viene indicato un confronto del lavoro specifico annuo e del fattore di utilizzazione a pari velocità media del vento (7 m/s) fra macchine caratterizzate da valori diversi di SRO. Gli andamenti sono opposti, indicando che al crescere di SRO il lavoro specifico tende a crescere mentre il fattore di utilizzazione cala.

Questi esempi pongono in evidenza come sia azzardato porre troppa enfasi sulla rappresentatività del fattore di utilizzazione nel confronto di prestazioni di macchine singole. Poiché il fattore di utilizzazione rappresenta inoltre anche la frazione del numero di ore annue di funzionamento, non è corretto basare la valutazione sull'efficienza di un sito solo su questo parametro. Esistono infatti impianti che presentano produzioni di lavoro più elevate con minore numero di ore di funzionamento rispetto ad altri con numero di ore superiori. Un parametro molto più rappresentativo, anche se meno usato, è il lavoro per metro quadrato di area spazzata annua rappresentato in **Figura 2 e 4**.

Parchi eolici

A parità di altri fattori, la discussione sul coefficiente di utilizzazione dei parchi eolici è più complesso, poiché intervengono i fattori dell'affidabilità del complesso di turbine e delle apparecchiature elettriche che lo compongono rispetto alla macchina singola e l'effetto delle scie che riducono la potenza globale potenzialmente erogabile dal parco e quindi il lavoro prodotto dalle singole turbine. Esistono inoltre altri fattori di tipo economico legati alla disponibilità e costo delle aree occupate che intervengono nella scelta del fattore di utilizzazione del parco.

Se si fissa la potenza elettrica di concessione, P_{conc} , si ottiene che essa è pari a:

$$P_{conc} = N_T \eta_{parco} P_{max} \quad (2)$$

dove N_T è il numero di macchine ed η_{parco} è l'efficienza del parco, che tiene conto delle perdite fluidodinamiche ed elettriche all'interno del parco.

In prima approssimazione, il fattore di utilizzazione del parco è pari a quello della singola macchina moltiplicato per l'efficienza del parco, che si attesta fra l'85 e il 92% a seconda delle installazioni. Questi valori derivano dal compromesso economico derivante dal fatto che al crescere della distanza delle macchine aumenta il lavoro (si innalza il rendimento fluidodinamico del parco) ma aumentano pure i costi di installazione (acquisizione terreni, rete elettrica e infrastrutture) e le perdite elettriche.

Esistono due strategie per incrementare il coefficiente di utilizzazione del parco:

1. riduzione del valore dell'SRO medio;
2. uso di sistemi di accumulo (attraverso i sistemi accumulo con sistemi di pompaggio o CAES [14] il lavoro prodotto in momenti in cui non può essere ritirato può essere utilizzato per l'accumulo di energia potenziale da restituire alla rete in momenti opportuni).

Focalizzandoci sul primo metodo, l'Eq. (2) può essere riscritta in termini di SRO ottenendo:

$$P_{conc} = N_T \eta_{parco} A_T SRO \quad (3)$$

Di conseguenza la riduzione dell'SRO, che, come visto a pari ventosità induce incrementi del fattore di utilizzazione, deve comportare un aumento del fattore $N_T \eta_{parco} A_T$. Se la potenza unitaria delle turbine è mantenuta uguale, come pure il numero di macchine, vanno adottati diametri maggiori. Questa scelta incrementa, a pari potenza di concessione, il lavoro elettrico prodotto, ma a fronte del maggiore diametro della macchina, va corrispondentemente aumentata l'area occupata per mantenere elevato il rendimento fluidodinamico.

Alternativamente si può adottare la scelta di macchine con potenza inferiore a parità di diametro e il numero di turbine va concordemente aumentato. Di nuovo questa scelta richiede porzioni aggiuntive di territorio, a meno di non incorrere in penalizzazioni di rendimento. In questo ultimo caso, le turbine in eccesso producono maggiore potenza quando la velocità del vento è minore di quella nominale, condizione che si verifica con maggiore frequenza, mentre a velocità maggiori, alcune macchine possono dover essere spente per non eccedere la potenza massima cedibile alla rete, tuttavia, poiché queste velocità si presentano con meno frequenza, il risultato netto è un incremento della potenza media immessa in rete.

Il numero di turbine va ovviamente stabilito sulla base di un costo accettabile del lavoro prodotto computando i costi totali dell'impianto.

Regioni fisiche

L'estensione dell'area geografica di analisi, dal parco singolo a più parchi portano a confronti fra le produzioni elettriche di regioni fisiche o nazioni e purché, come anticipato, vengano tenute valide le considerazioni espresse nell'introduzione, consente di trarre indicazioni più generali dal coefficiente di utilizzazione. Infatti l'allargamento dell'area fisica di osservazione consente di effettuare confronti sulla base della risorsa e della tecnologia adottata.

LA SITUAZIONE ITALIANA

In questo capitolo vengono analizzati i dati storici del settore eolico italiano dal 2000 al 2008; esso è stato svolto utilizzando i dati annuali del lavoro elettrico di origine eolica prodotta da ogni regione forniti da GSE [7], i dati di potenza installata in ciascun anno di potenza cumulata, di taglia media, massima e minima dedotti dalle acquisizioni dell'osservatorio ENEA [12]. In [15] si può trovare lo studio completo. I dati sono stati utilizzati per calcolare il fattore di utilizzazione regionale e nazionale in modo più preciso. Secondo la metodica utilizzata, in questo lavoro, infatti, la potenza installata è stata computata a decorrere dal mese di effettivo collegamento alla rete elettrica del singolo impianto. L'utilizzo di tale accorgimento ha portato alla correzione al rialzo del fattore di utilizzazione italiano rispetto ai metodi correnti che fotografano la situazione ad inizio o fine anno.

In **Figura 5** si riporta la potenza nominale installata anno per anno dal 1991 al 2009. Dopo un decennio di crescita costante e qualche successiva incertezza, il tasso di crescita risulta continuo, con oltre 1000 MW installati nel solo 2009.

La taglia media installata è riportata in **Figura 6**. Nell'ultimo triennio si è avuto un deciso aumento della taglia media installata, il che porta la media nazionale a 762 kW, dato alquanto modesto, che sconta anni di installazione di macchine di taglia medio-piccola. Al 2003 la media si assestava sui 500 kW, mentre nel seguito la tecnologia si è rivolta rapidamente a taglie superiori tanto è che la media dell'ultimo triennio è risultato essere di circa 1 580 kW.



Figura 5 - Potenza nominale installata ogni anno, 1991-2009.



Figura 6 - Taglia media installata ogni anno, 1991-2009.

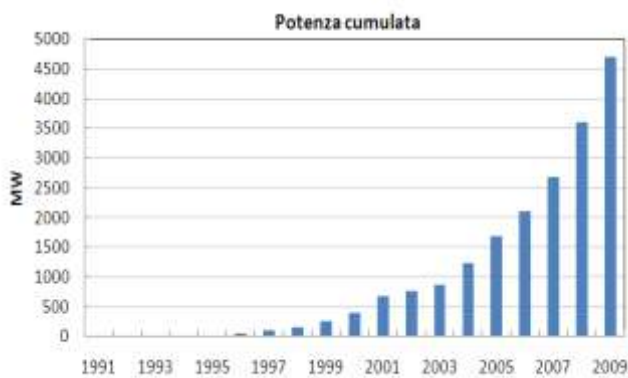


Figura 7 - Potenza cumulata, 1991-2009.

Il dato cumulato è riportato in **Figura 7** e indica il forte e costante progresso delle installazioni che a fine 2009 forniscono un dato di 4 699 MW.

La produzione di lavoro elettrico è riportata in **Figura 8** ed è aggiornata a fine 2008, dove si registra un valore pari a 4 865 GWh.

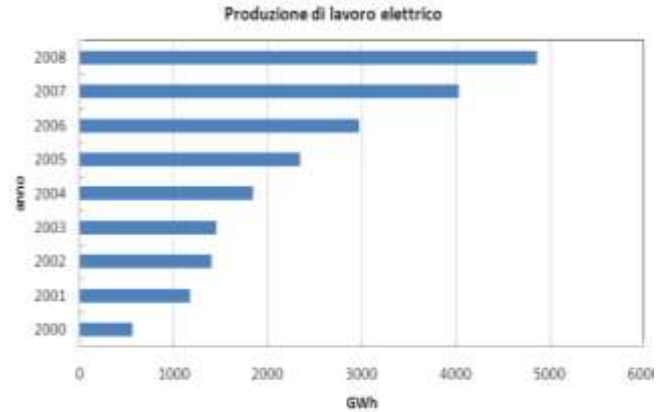


Figura 8 - Produzione di lavoro elettrico complessivo.

Analisi del fattore di utilizzazione

Come anticipato, il fattore di utilizzazione può essere calcolato considerando il lavoro elettrico nominale prodotto dall'impianto, computandolo a decorrere dal mese di collegamento dell'impianto alla rete e quindi considerando solo il periodo netto di funzionamento, trascurando guasti, derating, congestione delle linee e altri fattori non verificabili. Secondo altre metodologie, non disponendo del dato progressivo di installazione, si opera effettuando una media fra i valori iniziali e finali dell'anno, si veda ad esempio il metodo proposto da [4], il quale esegue la media tra la potenza nominale a inizio anno e la potenza nominale a fine anno ed usa tale valore per calcolare il fattore di utilizzazione di un sistema eolico. L'accuratezza di quest'ultimo approccio dipende dal tasso di variazione della capacità annua installata.

Fu	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008
Abruzzo	0,056	0,123	0,187	0,157	0,189	0,136	0,146	0,182	0,182
Basilicata		0,217	0,222	0,220	0,217	0,197	0,176	0,193	0,203
Calabria	0,028	0,024	0,036				0,000	0,087	0,091
Campania	0,211	0,266	0,268	0,187	0,179	0,157	0,180	0,176	0,176
Emilia Romagna	0,085	0,147	0,046	0,154	0,121	0,072	0,096	0,117	0,105
Lazio			0,148	0,152	0,097	0,075	0,128	0,125	0,166
Liguria			0,123	0,118	0,128	0,207	0,170	0,243	0,230
Molise	0,110	0,260	0,190	0,180	0,230	0,190	0,190	0,200	0,260
Puglia	0,205	0,256	0,256	0,237	0,272	0,226	0,222	0,224	0,203
Sardegna	0,134	0,190	0,140	0,122	0,183	0,179	0,165	0,201	0,182
Sicilia	0,070	0,130	0,154	0,175	0,175	0,170	0,184	0,179	0,190
Toscana	0,174	0,216	0,279	0,279	0,279	0,190	0,079	0,153	0,133
Trentino Alto Adige					0,000	0,010	0,010	0,157	0,189
Umbria									
Veneto									

Tabella 1 - Fattore di utilizzazione per regione dal 2000 al 2008

In **Tabella 1** si riporta il risultato dell'analisi regione per regione. Umbria e Veneto presentano qualche problema di coerenza nei dati dovuto ai piccoli valori di produzione e potenza installati che comunque incidono poco sulle media pesate per le limitate potenze installate. Di conseguenza non sono stati riportati i dati risultanti. Il fattore di utilizzazione medio italiano del periodo 2000-2008 è risultato pari a 0.196 (1720 ore equivalenti) e 0.186 (1630 ore equivalenti) nel quinquennio 2004-2008.

La prestazione migliore compete all'area pugliese-molisana e campana. Calabria ed Emilia Romagna presentano i dati più modesti, ad esclusione di Trentino Alto Adige dove gli impianti installati sono ancora a scopo di ricerca. Si sottolinea che gli impianti calabresi hanno, negli ultimi anni, sofferto di gravi indisponibilità tecniche.

In generale gli andamenti risultano oscillanti, per motivi che dipendono dalla variabilità della risorsa e da varie fonti di indisponibilità tecnica ai cui dati è difficile accedere.

L'andamento del coefficiente medio annuo, pesato in base alla potenza installata, è riportato in **Figura 9**. La riduzione progressiva è imputabile al calo del fattore di utilizzazione nell'ultimo quinquennio di alcune regioni, specialmente la zona pugliese-molisana, ed è dovuta con tutta probabilità a interruzioni di rete e scelta di macchine con SRO elevato.

Stante la mancanza di informazioni pubbliche sulle interruzioni di rete operate da Terna e le indisponibilità degli impianti, non è possibile allo stato attuale trarre indicazioni relative all'efficacia in sito delle installazioni delle singole regioni.

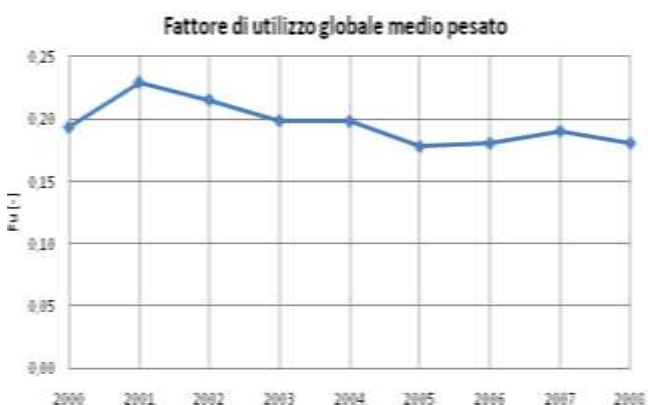


Figura 9 - Coefficiente di utilizzazione medio pesato dal 2000 al 2008.

In **Figura 10** si riporta il confronto del fattore di utilizzazione calcolato in modo rigoroso (**Figura 9**) con quello calcolato utilizzando la media dei dati di inizio e fine anno [4] e quello ottenuto valutando semplicemente il lavoro e la potenza totali a fine anno. Se ne deduce che quest'ultima metodica, sottostima abbondantemente (circa del 20%) il fattore di utilizzazione reale, mentre la metodica riportata in [4] consente una stima più accurata del dato.

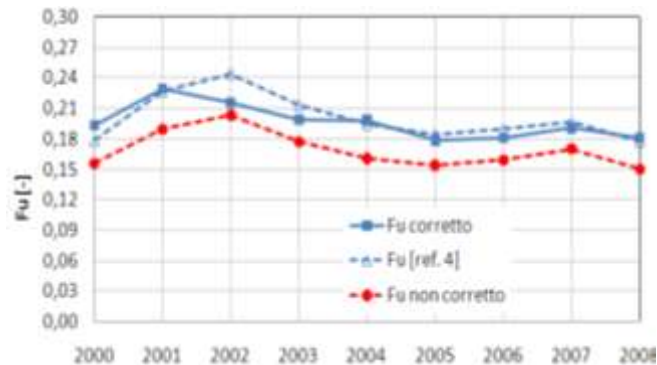


Figura 10 - Coefficiente di utilizzazione medio italiano dal 2000 al 2008.

Strategie per l'incremento del fattore di utilizzazione

Al di là delle limitazioni nelle analisi riportate, è possibile, sulla base delle considerazioni effettuate precedentemente, ipotizzare il possibile aumento del coefficiente di utilizzazione ottenibile attraverso l'adozione di turbine (disponibili sul mercato) con densità di potenza minori. Sempre dall'analisi dei dati disponibili [7,12] è stato possibile dedurre che la potenza specifica media italiana dei parchi italiani è di 0.369 kW/m². Nella **Figura 11** è riportata la variazione della potenza specifica negli anni (mediata sulla potenza installata). Si nota una tendenza globale alla crescita dell'SRO, dovuta alla diffusione sul mercato di macchine (specialmente di tecnologia tedesca) più adatte all'impiego in siti di ventosità medio-alta.

Riferendosi al grafico di **Figura 3**, si nota come, per le ventosità tipiche delle regioni più ventose, una variazione del valore dell'SRO dal corrente 0.369 kW/m² ad un valore più appropriato per il territorio italiano di 0.300 kW/m², si tradurrebbe in un incremento del fattore di utilizzazione del 23% a 6 m/s e del 16% al 7 m/s, ovvero considerando un valore medio del 20% tale evoluzione tecnologica consentirebbe di passare dall'attuale 20-22% delle regioni più ventose a valori del 24-26%, ovvero, a parità di potenza media installata di incrementare di circa il 4% (350 ore) il fattore di utilizzazione.



Figura 11 - Densità di potenza media (SRO) dei parchi italiani dal 2000 al 2008.

CONFRONTO CON ALTRE NAZIONI

Analogamente a quanto esposto per la situazione italiana, la valutazione oggettiva dei coefficienti di utilizzazione dei

principali stati ove la tecnologia eolica è sufficientemente diffusa è reso complesso principalmente per la difficoltà nel reperimento dei dati di dettaglio che consentano di applicare le metodologie di indagine descritte nell'articolo.

PAESE	Fu [%]
DANIMARCA	24,1
FRANCIA	22,3
GERMANIA	18,7
GRAN BRETAGNA	27,3
GRAN BRETAGNA (off-shore)	29,6
ITALIA	19,1
SPAGNA	23,7
EU6	20,8
US	23,5

Tabella 2 – Potenza e lavoro elettrico medio e fattore di utilizzazione dell'area EU e confronto con USA per il quinquennio 2003-2008.

Risultando però sufficientemente accurata la metodologia riportata in [4] si è provveduto ad effettuare una valutazione utilizzando i dati di varie fonti [16,17,18,19,20,21,22,23,24].

In **Tabella 2** si riportano la potenza, il lavoro elettrico e il fattore di utilizzazione medi del quinquennio 2003-2008 delle principali Nazioni presenti sul mercato eolico nell'area UE (che detengono circa l'85% della potenza installata mondiale) e USA.

Il dato più elevato compete all'Inghilterra, che si conferma come uno dei paesi più ventosi. Italia e Germania detengono i valori più bassi. I valori medi, come indicato per l'Italia, nascondono comunque possibilità di ampie variazioni regionali. Come noto, emblematiche sono le differenze fra il Nord ed il Sud della Germania. La costruzione di impianti marini contribuirà ad accrescere notevolmente il fattore di utilizzazione nei paesi che possono disporre di questa risorsa. I dati preliminari di impianti del Nord Europa indicano, già nelle fasi iniziali valori di circa il 50% superiori a quelli medi indicati in tabella 2 che si assesteranno presumibilmente attorno al 37-40% nei prossimi anni.

CONCLUSIONI

Il coefficiente di utilizzazione è un parametro con valenza tecnico economica che va utilizzato con prudenza quando si effettua un confronto fra macchine singole perché si può dimostrare che esistono soluzioni progettuali che con minore numero di ore di funzionamento forniscono quantità di lavoro elettrico annuo maggiore rispetto ad altre con maggiore numero di ore di funzionamento. A pari tecnologia (valore di SRO), il coefficiente di utilizzazione cresce al crescere della velocità media di sito.

Il fattore di utilizzazione potenziale di parchi o aree geografiche è di difficile valutazione, per effetto di variabili che non sempre sono verificabili, quali la disponibilità tecnica dei parchi della rete elettrica.

Statisticamente il coefficiente di utilizzazione deve essere valutato sul lungo periodo per ridurre l'effetto della variabilità di lungo termine della risorsa eolica. E inoltre essenziale tenere in considerazione l'effettiva data di entrata in servizio

degli impianti nel corso dell'anno per ottenere un calcolo realistico del fattore di utilizzazione, altrimenti si incorre in errori che sottostimano anche notevolmente il dato reale.

Il valore medio italiano di lungo periodo è superiore al 19%, valore che risolvendo i problemi di connessione e con una adeguata scelta del valore dell'SRO (sia per gli impianti nuovi che per quelli che verranno sostituiti) potrebbe essere portato al 23-25%.

RINGRAZIAMENTI

Si ringrazia l'ufficio statistiche del GSE per avere fornito i dati relativi alla produzione elettrica e l'ENEA nella persona del dott. Pirazzi, per i dati relativi al censimento delle potenze e taglie installate in Italia dal 1993 ad oggi.

NOMENCLATURA

A_T	Area del rotore	m^2
F_u	Fattore di utilizzazione	-
N_T	Numero di macchine	-
P	Potenza	kW
P_{max}	Potenza massima o nominale	kW
P_{conc}	Potenza di concessione	kW
SRO	Specific Rated Output	kW/m^2
T	Tempo	ore

Lettere greche:

η_{parco}	Efficienza del parco	-
----------------	----------------------	---

BIBLIOGRAFIA

- [1] EREC, Renewable Energy Target for Europe-20% by 2020, Bruxelles, 2006.
- [2] Kyoto Protocol To The United Nations Framework Convention On Climate Change, 1998, UN.
- [3] A. Cavallo, *High Capacity Factor Wind Energy Systems*, Journal of solar Energy Engineering, Vol. 117/137, May 1995.
- [4] N. Boccard, *Capacity Factor of Wind Power realized values vs. estimated*, Energy Policy, 37 (2009) 2679-2688
- [5] A. Spina, *L'energia prodotta e non la Potenza installata è misura delle realistiche prospettive di impiego delle fonti rinnovabili*, La termotecnica, sett. 2009, parte prima.
- [6] A. Spina, *L'energia prodotta e non la Potenza installata è misura delle realistiche prospettive di impiego delle fonti rinnovabili*, La termotecnica, dic. 2009, parte seconda.
- [7] GSE, Gestore del sistema elettrico SpA, *Produzione e consumo di energia elettrica in Italia nel 2005*, 2006.
- [8] US Energy information Administration, www.eia.doe.gov
- [9] C. Johnson, et al., *Validation Of GH North American Energy Predictions By Comparison To Actual Production* GH America, AWEA WINDPOWER Conference, Houston, USA, June 2008.
- [10] L. Battisti, G. Miori, L. Zanne, S. Dell'Anna, *Effetto dei fattori che influenzano la costruzione della curva di potenza di turbine eoliche*, 64° Congresso Nazionale ATI, 6-11 Settembre 2009, L'Aquila.
- [11] Fonte ANEV.
- [12] Fonte ENEA, comunicazione personale.

- [13]L. Battisti, *Gli impianti motori eolici*, in corso di pubblicazione ed. UTET 2010.
- [14]I. Arsie, V. Marano, G. Rizzo, M. Moran, *Integration of wind turbines with compressed air energy storage*, Int. Conf. of Power Control and Optimization, Bali, Indonesia, 1-3 June 2009.
- [15]Analisi critica del fattore di utilizzazione in Italia (2000-2008), Rapporto di dipartimento, DIMS, Facoltà di ingegneria di Trento, 2010
- [16]EWEA, European Wind Energy Association, Annual report (various years).
- [17]BWEA British Wind Energy Association, Technical report (various years).
- [18]AWEA American Wind Energy Association, Annual report (various years).
- [19]EurObserv'ER, <http://www.eurobserv-er.org>.
- [20]BERR 7.4 Capacity of, and electricity generated from, renewable sources, 2008.
- [21]AEE Wind Power 2008, Sector's Yearbook: Analysis and Data.
- [22]FEE France Energie Eolienne, L'énergie éolienne en France : chiffres clés, 2009.
- [23]BWE <http://www.wind-energie.de>, Statistics 2009
- [24]DEA Energy in Denmark 2008.