

UNIVERSITÀ DEGLI STUDI DI PADOVA



Facoltà di ingegneria
Dipartimento di tecnica e gestione
dei sistemi industriali

TESI DI LAUREA IN INGEGNERIA GESTIONALE
Classe 10 ingegneria industriale
(DM 509/99)

**IMPATTO DELLA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA
DA FONTI RINNOVABILI SULLA RETE DI
PRODUZIONE E DISTRIBUZIONE**

Relatore: Ch.mo Prof. CHITARIN GIUSEPPE

Laureando: BOSSO CIRO

Anno accademico 2010-2011

INDICE

CAPITOLO 1 - Gestione dei flussi di potenza

1.Variabilità del fabbisogno _____	4
2.Regolazione dei flussi _____	5

CAPITOLO 2 - L'energia e le turbine eoliche

1.Energia eolica _____	9
2.Le turbine eoliche _____	11
3.Componenti della turbina eolica _____	12

CAPITOLO 3 - Impatto dell'energia eolica sul sistema elettrico

1.Variabilità della produzione eolica _____	14
2.Previsione di produzione dell'energia eolica _____	16
3.Requisiti della rete elettrica per gli impianti eolici _____	17
4.Possibili impatti sul sistema di alimentazione _____	17
5.Rinforzo ed efficienza della rete _____	20

CAPITOLO 4 - Sistemi di immagazzinamento dell'energia

1.Principali sistemi di accumulo di energia _____	22
2.Analisi delle caratteristiche _____	29

CAPITOLO 5 - Caso studio: l'Italia

1.Consumi, potenza richiesta e potenza installata _____	31
2.Tipologie di fonti energetiche utilizzate _____	33
3.Distribuzione regionale della produzione da fonti rinnovabili _____	36

CONCLUSIONI _____	40
--------------------------	----

BIBLIOGRAFIA _____	43
---------------------------	----

INTRODUZIONE

Questa tesi ha lo scopo di studiare e descrivere i sistemi per la gestione della produzione e distribuzione dell'energia elettrica, nel caso in cui tale energia sia prodotta anche da fonti rinnovabili, in tal senso è stato approfondito lo studio riguardante l'energia prodotta dal vento in quanto questa fonte ad oggi è quella più conosciuta e sfruttata. Saranno quindi esposti e approfonditi articoli scientifici riguardanti in funzionamento delle turbine eoliche, cioè la trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e quindi energia elettrica, i problemi causati dall'aleatorietà di questa fonte, le tecniche di integrazione attuali per permettere lo sfruttamento dell'energia eolica, le caratteristiche della rete elettrica esistente e i futuri interventi per permettere una maggiore penetrazione di questa fonte energetica nel sistema. Sarà anche fatta una descrizione dei sistemi di immagazzinamento dell'energia utilizzabili per contrastare la variabilità della fonte eolica e infine si parlerà della situazione energetica italiana.

CAPITOLO 1

Gestione dei flussi di potenza

1. Variabilità del fabbisogno ^[1]

Il fabbisogno di potenza elettrica richiesta dagli utenti è variabile nel tempo secondo dei diagrammi di carico giornalieri, il cui andamento tipico è mostrato in figura 1.1. L'andamento del diagramma di carico varia a seconda della stagione dell'anno considerata, tuttavia esso presenta sempre due massimi (punte di carico) ed un minimo notturno. Ponendo in ordinate la potenza richiesta ed in ascisse il tempo, l'area del diagramma di carico rappresenta l'energia giornaliera richiesta.

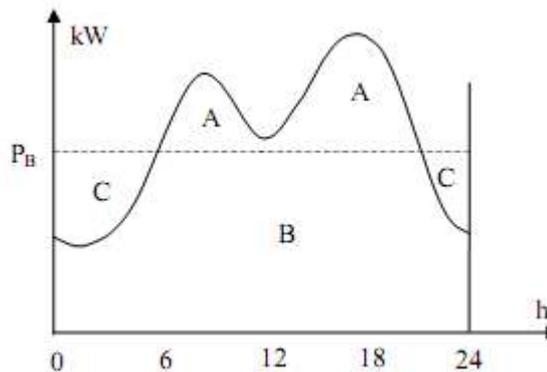


Fig. 1.1: esempio di diagramma di carico giornaliero. Sono evidenziate le punte di carico (A), il carico base (B) e le eccedenze (C).

L'adeguamento della produzione alla richiesta viene fatto facendo funzionare alcune centrali in servizio continuativo, in modo che sia sempre disponibile una potenza base P_B , mentre altre centrali entrano in funzione per coprire le punte di carico. È evidente che nei periodi in cui la potenza richiesta è minore di P_B vi sarà una eccedenza di potenza disponibile.

Per sopperire a questo inconveniente si utilizzano frequentemente delle centrali di pompaggio che, nei periodi di eccedenza, pompano acqua dai bacini di valle ai bacini in quota, accumulando così energia potenziale gravitazionale che potrà essere utilizzata il giorno dopo per coprire le punte del carico, il costo e la complessità di tali impianti per l'accumulo di energia però, ne limita l'utilizzo.

La scelta delle centrali che devono espletare il servizio di base o quello di punta avviene in base a criteri che possono essere così sintetizzati:

- Le centrali idroelettriche hanno tempi di messa in servizio piuttosto ridotti, dell'ordine dei minuti, per cui sono adatte all'espletamento del servizio di punta, che comporta frequenti distacchi ed inserzioni dell'impianto;
- Le centrali termoelettriche, invece, hanno bisogno di tempi di avviamento molto maggiori, a causa del tempo necessario per fare arrivare il vapore alla pressione ed alla temperatura di funzionamento, con costanti di tempo dell'ordine delle ore (crescente con la potenza). Essendo inoltre di potenza notevolmente maggiore di quelle idroelettriche, esse sono idonee al servizio di base, caratterizzato da un funzionamento continuo, anche se non sempre alla stessa potenza.

2.Regolazione dei flussi

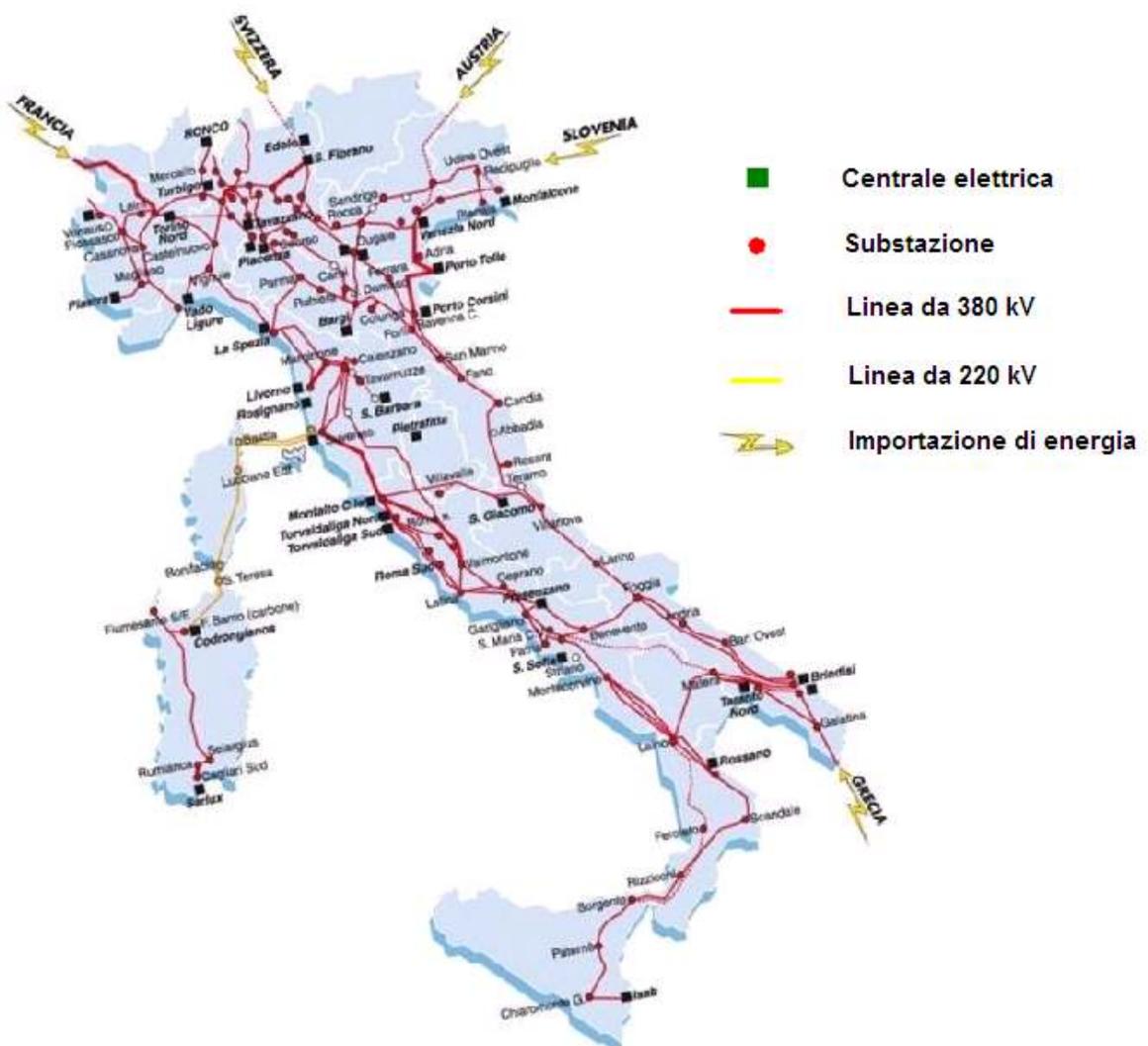


Fig.1.2: interconnessione della rete elettrica italiana

Tutte le maggiori centrali di produzione sono tra loro collegate mediante linee di interconnessione, in modo tale che, al livello delle tensioni più alte vi sia una unica rete interconnessa, in cui confluisce tutta l'energia prodotta, con il vantaggio che la messa fuori servizio di una centrale non pregiudica l'alimentazione di una o più zone del territorio nazionale. In questo modo diventa però estremamente delicato il problema della regolazione delle energie prodotte dalle varie centrali e della ripartizione dei flussi di energia sulle varie linee. È da tenere presente inoltre la presenza di linee di connessione tra l'Italia ed i paesi confinanti (Francia, Svizzera, Austria) attraverso le quali si attua l'import-export energetico. Grazie all'interconnessione della rete elettrica è possibile immaginare un unico circuito dove il generatore rappresenta le centrali elettriche, il carico rappresenta le utenze e sono collegati attraverso un'impedenza di tipo induttivo che rappresenta la reattanza di linea. Per regolare il flusso di potenza attiva e reattiva tra un generatore e un carico attraverso un'impedenza di linea i gestori della rete elettrica effettuano delle regolazioni che permettono la variazione di distribuzione di queste potenze. Per capire il concetto è utile considerare il seguente modello semplificato, che rappresenta il comportamento di un singolo generatore collegato ad un carico mediante una linea:

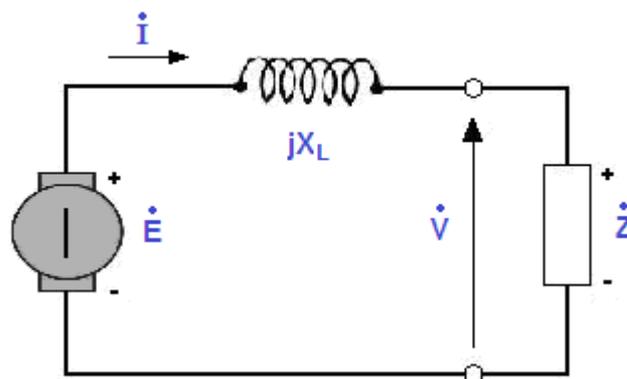


Fig. 1.3: circuito semplificato descrittivo della rete elettrica nazionale

\dot{E}	valore della tensione in uscita dal generatore
$\dot{Z}_L = jX_L$	impedenza di linea (è sempre induttiva e dipende dalla lunghezza della linea e dalla disposizione dei generatori)
\dot{V}	tensione nominale sul carico
\dot{Z}	impedenza del carico utile

La legge di Kirchhoff applicata al circuito disegnato impone la seguente relazione per le tensioni:

$$\dot{E} = jX_L * \dot{I} + \dot{V}$$

In forma grafica, indicando con α l'angolo tra i fasori \dot{E} e \dot{V} , ϕ l'angolo tra i fasori \dot{V} e \dot{I} , l'equazione può essere rappresentata con il seguente diagramma fasoriale:

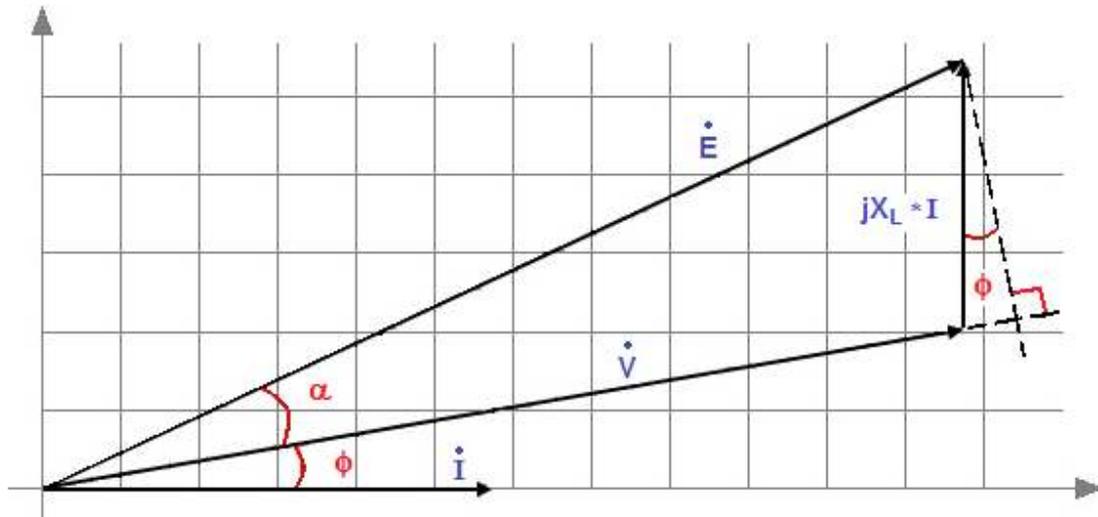


Fig.1.4: grafico dei vettori delle tensioni e correnti del circuito d'esempio

Disegnando un segmento ortogonale al vettore \mathbf{V} si ha un triangolo rettangolo formato dai cateti \mathbf{V} e $j\mathbf{X}_L * \mathbf{I}$ e dall'ipotenusa \mathbf{E} , vale quindi la relazione:

$$jX_L * I * \cos \phi = E * \sin \alpha$$

Dividendo entrambi i membri per $j\mathbf{X}_L$ si ha:

$$I * \cos \phi = \frac{E * \sin \alpha}{jX_L} \quad (1.2.1)$$

Dall'intersezione tra il segmento appena considerato ed il prolungamento del vettore \mathbf{V} si ha che:

$$jX_L * I * \sin \phi \cong |E| - |V|$$

Dividendo entrambi i membri per $j\mathbf{X}_L$ si ha:

$$I * \sin \phi \cong \frac{|E| - |V|}{jX_L}$$

Che si può scrivere anche:

$$I * \sin \varphi \cong \frac{E - V}{jX_L} \quad (1.2.2)$$

La potenza attiva assorbita dal carico è quantificabile in:

$$P = V * I * \cos \varphi$$

Dalla relazione (1.2.1) si può dire che:

$$P = V * I * \cos \varphi = \frac{V * E}{jX_L} * \sin \alpha .$$

La potenza reattiva assorbita dal carico è quantificabile in:

$$Q = V * I * \sin \varphi$$

Dalla relazione (1.2.2) si può dire che:

$$Q = V * I * \sin \varphi \cong \frac{|\dot{E}| - |\dot{V}|}{jX_L} * V .$$

Come si può notare, le regolazioni della potenza attiva (**P**) e reattiva (**Q**) sono indipendenti tra loro, in quanto la prima si basa sull'angolo di fase (α) tra la tensione del generatore (\dot{E}) e la tensione nominale del carico (\dot{V}) mentre la seconda si basa sulla caduta di tensione nella linea $|\dot{E}| - |\dot{V}|$. In pratica quando la fase della tensione del generatore è in anticipo rispetto alla fase della tensione nominale del carico risulta $\sin \alpha > 0$ e si ha flusso di potenza attiva, mentre garantendo una certa caduta di potenziale tra generatore e carico è possibile il flusso di potenza reattiva.

Le centrali di grande produzione (termoelettriche e nucleari) hanno un tempo di risposta alle richieste delle utenze molto elevato ed eseguono queste variazioni in base alle previsioni della domanda (vedi fig.1.1) mentre le centrali idroelettriche che hanno tempi di risposta brevi devono sopperire a questa rigidità fungendo a volte anche da carico per smaltire la potenza in eccesso. Questo problema si accentua con la presenza di energia prodotta da fonti rinnovabili, ad esempio eolico e solare, in quanto la produzione non può essere prevista o comandata, ma al massimo gestita.

CAPITOLO 2

L'energia e le turbine eoliche

1. Energia eolica ^[3]

L'energia eolica è il prodotto della conversione dell'energia cinetica del vento in altre forme di energia (elettrica o meccanica). Oggi viene per lo più convertita in energia elettrica tramite una centrale eolica.

Il vento contiene energia cinetica dovuta alla massa dell'aria ed alla sua velocità, l'equazione che permette di calcolare la potenza del vento (in watt) e quindi l'energia prodotta in un certo intervallo di tempo (kWh) è la seguente:

$$P = \frac{1}{2} * \rho * A * V^3$$

ρ densità dell'aria (circa 1,24 Kg/m³)

A area del generatore in metri²

V velocità del vento in m/s

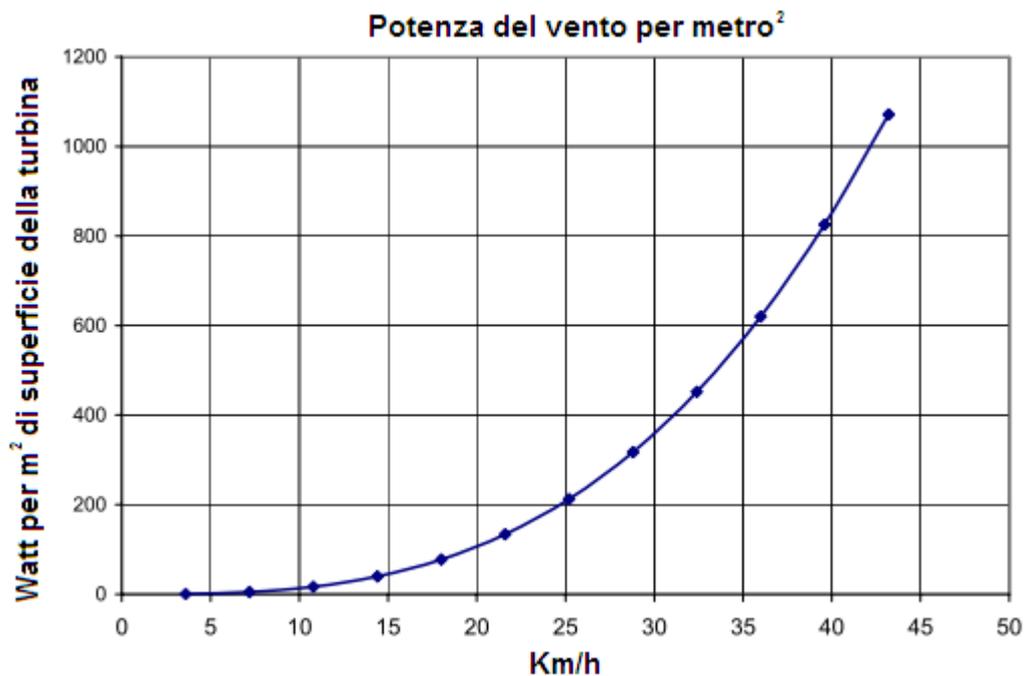


Fig.2.1: andamento della potenza prodotta dalla turbina eolica in funzione della velocità del vento

Come si vede la potenza del vento è funzione del cubo della velocità del vento, quindi piccoli aumenti nella velocità del vento producono grandi aumenti della potenza.

Considerando una piccola turbina eolica di 3 metri di diametro in un vento a 36 Km/h (10 m/s) il risultato è pari a 4382 watt, ovvero oltre 4 kW di potenza. Se la velocità del vento aumenta, ad esempio a causa di una raffica di soli 4 Km/h fino a 40 Km/h, la potenza sale fino a 5953 Watt , quasi 6 kW.

La frazione dell'energia totale che un generatore eolico può catturare e trasformare in energia elettrica è pari in teoria al 59 % circa del totale (Teoria di Betz), nella realtà i generatori reali arrivano a rese del 30-40%.

Tornando all'esempio precedente, considerando che le rese massime del 40 % si ottengono soltanto nei grandi generatori eolici di ultima generazione, possiamo considerare che la resa del piccolo generatore di 3 metri sia del 30 % circa, con una potenza prodotta a 36 Km/h di vento pari a 1,3 kW.

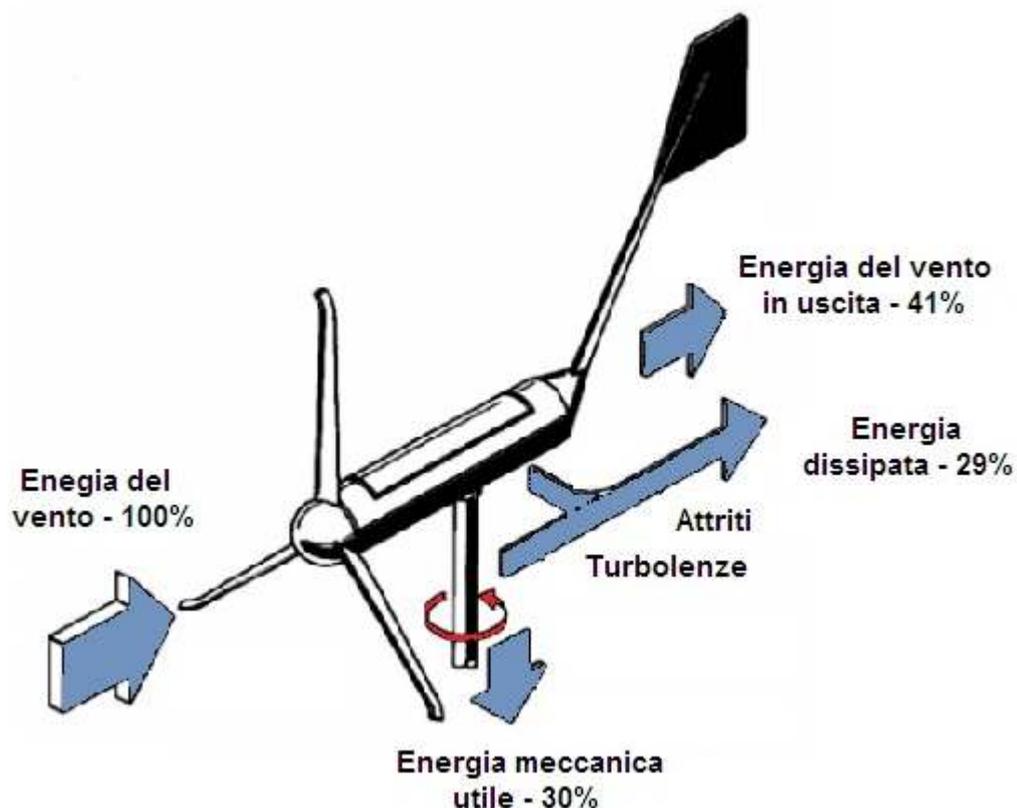


Fig.2.2: disegno del rendimento della pala eolica

2.Le turbine eoliche ^[2] ^[3]

Il principio di base per lo sfruttamento dell'energia eolica è apparentemente semplice: la forza del vento mette in movimento una serie di pale opportunamente sagomate, queste pale sono calettate ad un perno centrale (mozzo) che le costringe a compiere un moto rotatorio attorno all'asse del perno, al mozzo sono collegati una serie di dispositivi (freni, moltiplicatori, ecc.) che trasmettono il moto ad un generatore elettrico. La corrente elettrica così generata viene prima trattata in una serie di dispositivi (gruppi di rifasamento, banchi di condensatori, trasformatori elevatori, ecc.) che la rendono compatibile con la rete di trasporto a cui, con un cavidotto apposito, verrà collegato l'aerogeneratore. Queste macchine che sfruttano il vento sono divisibili in due gruppi distinti in funzione del tipo di modulo base adoperato definito generatore eolico:

2.1.Generatori eolici ad asse verticale

Il rotore gira con un asse perpendicolare alla direzione del vento, mentre le pale si muovono nella stessa direzione. Hanno il notevole vantaggio di non doversi orientare secondo la direzione del vento. La ridotta quantità di parti mobili presenti nella struttura conferisce inoltre a tali aerogeneratori un'alta resistenza alle forti raffiche di vento e a condizioni di elevata turbolenza. Il rendimento dei sistemi ad asse verticale inferiore a quello proprio dei rotori ad asse orizzontale ne ha limitato l'impiego; le migliorie apportate negli ultimi tempi li hanno però resi più competitivi fino ad arrivare allo sviluppo di alcuni prototipi che, funzionando per un numero maggiore di ore all'anno rispetto alle turbine ad asse orizzontale, forniscono un rendimento complessivo maggiore.

2.2.Generatori ad asse orizzontale

L'asse del rotore è parallelo alla direzione del vento ed il rotore ruota su un piano perpendicolare alla direzione del vento. Si possono avere turbine ad elica o turbine multipala: attualmente sono utilizzati i rotori ad elica soprattutto per grandi sistemi e rotori multipala per sistemi da pochi kW di potenza. Le elevate velocità di rotazione che si raggiungono con i sistemi ad elica si traducono in un alto coefficiente di potenza. I sistemi multipala riescono ad entrare in funzione anche a basse velocità del vento. I sistemi ad asse orizzontale, per garantire un rendimento costante ed elevato, devono poter seguire la direzione del vento in modo da mantenere l'allineamento tra la direzione del vento e l'asse del rotore; sono utilizzati a tal fine sistemi di regolazione meccanici o aerodinamici. Richiedono un'attenta progettazione.

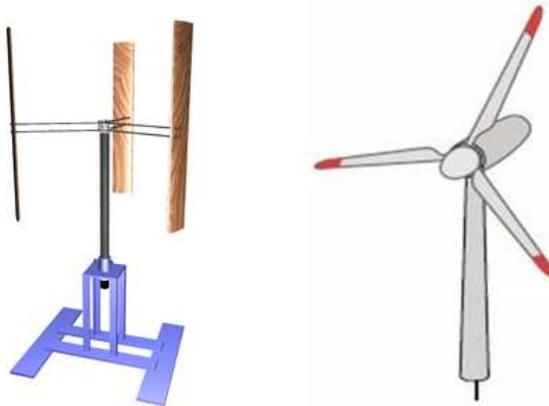


Fig.2.3: esempi di turbina eolica ad asse verticale e asse orizzontale

3.Componenti della turbina eolica ^[2] ^[3]

Tutti i generatori eolici ad asse orizzontale, al di là delle taglie (micro, mini o grande) e dei modelli, presentano tre componenti fondamentali:

- Rotore: è l'insieme formato dal gruppo pale, il mozzo, l'albero lento e il meccanismo del "pitch control". I rotori a due pale sono meno costosi e girano a velocità più elevate rispetto a quelli a tre pale, però vibrano di più sono più rumorosi. Esistono anche rotori con una sola pala, equilibrata da un contrappeso, che girano ancor più veloci dei bipala e dei tripala, ma hanno rese energetiche leggermente inferiori. Infine per l'azionamento diretto di pompe vengono utilizzati rotori con numerose pale.
- Sistema frenante: indispensabile per controllare la potenza dell'aerogeneratore e per arrestare il rotore in caso di eccessiva velocità del vento è di tipo aerodinamico. Come freno di stazionamento si usa invece un sistema meccanico.
- Torre: con struttura tubolare o a traliccio, sostiene la navicella e il rotore. La struttura dell'aerogeneratore per poter resistere alle oscillazioni ed alle vibrazioni causate dalla pressione del vento deve essere ancorata al terreno mediante fondamenta in cemento armato.
- Moltiplicatore di giri: necessario per trasformare la rotazione lenta delle pale in una rotazione più veloce in grado di far funzionare il generatore di elettricità.
- Generatore: che trasforma l'energia meccanica della rotazione delle pale in energia elettrica.
- Sistema di controllo: che serve per gestire il funzionamento dell'aerogeneratore e azionare automaticamente il dispositivo di sicurezza che blocca il funzionamento dell'aerogeneratore in caso di malfunzionamento o di sovraccarico dovuto ad eccessiva velocità del vento.

- Navicella: è la cabina, posizionata in cima alla torre, in cui sono ubicati tutti i componenti sopracitati ad eccezione del rotore e del mozzo. Al fine di mantenere un costante allineamento tra l'asse del rotore e la direzione del vento, per massimizzare il rendimento dell'aerogeneratore, la navicella può ruotare di 180° attorno all'asse verticale.

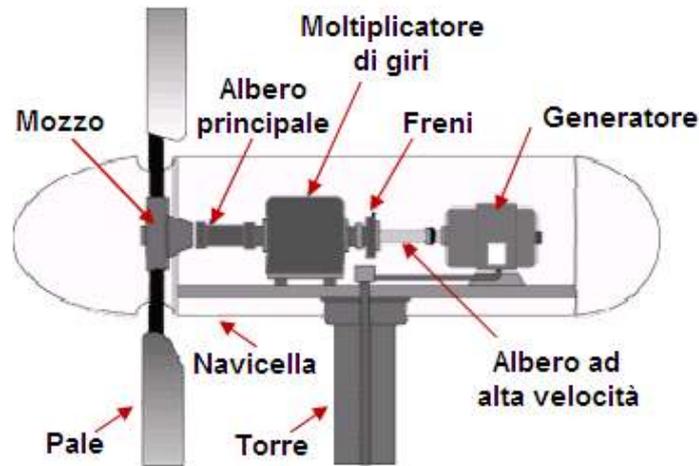


Fig.2.4: disegno dei componenti di una turbina eolica

L'avviamento dell'aerogeneratore avviene in presenza di un vento di velocità sufficiente (detta velocità di cut-in), solitamente dell'ordine dei 3-4 m/s per macchine di media taglia da qualche centinaio di kW di potenza. La fermata della macchina, avviene quando vi è un vento di velocità superiore a quella massima per la quale la macchina è stata progettata (detta velocità di cut-off) intorno ai 25 m/s.



Fig.2.5: andamento della produzione di energia di una turbina eolica in relazione alla velocità del vento

CAPITOLO 3

Impatto dell'energia eolica sul sistema elettrico

1. Variabilità della produzione eolica ^[4]

A causa delle variazioni del vento da turbina a turbina in un impianto a energia eolica, un'improvvisa perdita di energia su più sistemi non è un evento prevedibile e la perdita di grandi quantità di energia eolica può causare cadute di tensione nella rete. La variabilità del vento è stata ampiamente studiata, recentemente è stata anche misurata su larga scala con dati di potenza eolica di produzione. In generale, la variabilità del vento diminuisce man mano che ci sono più turbine e impianti eolici distribuiti su tutta l'area. La variabilità dipende anche in base al tempo, nei secondi o nei minuti la variabilità dell'energia eolica è generalmente di dimensioni ridotte, mentre nell'intervallo di diverse ore la variabilità può essere grande anche per impianti eolici distribuiti. Si può dire che la variabilità delle grandi centrali eoliche cambia in base alle dimensioni della zona e il modo in cui sono distribuiti gli impianti eolici, anche il paesaggio può avere influenza, lontano dalla costa la risorsa eolica è stata trovata essere più coerente, mentre vicino la costa la variabilità aumenta pur distribuendo in modo simile gli impianti.

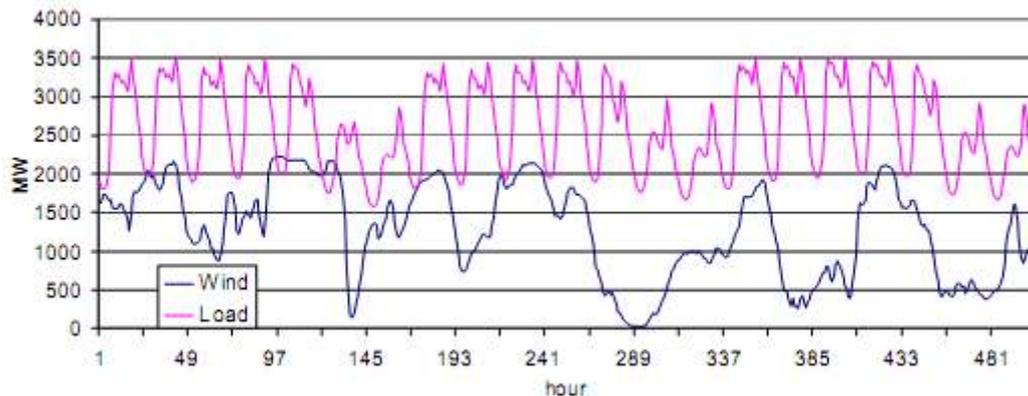


Fig.3.1: produzione di energia eolica (molto variabile) rispetto al fabbisogno (prevedibile) in Danimarca

Nel grafico di figura 2 si vede come la variabilità sia molto bassa se si considera la produzione di energia nell'intervallo di un'ora e tende ad aumentare all'aumentare dell'intervallo temporale.

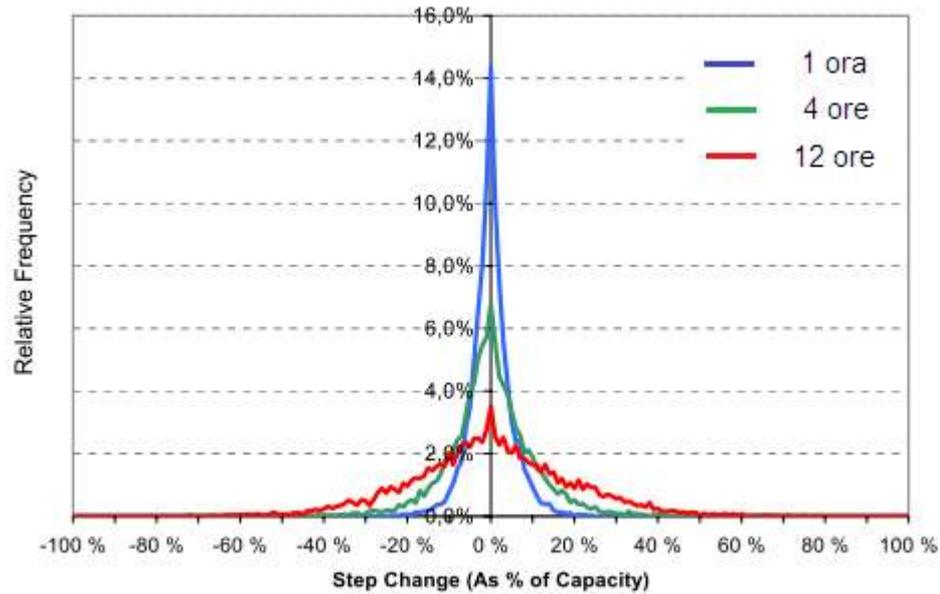


Fig.3.2: variabilità della produzione dell'energia eolica in base all'intervallo di tempo

Nel grafico di figura 3 si vede come la variabilità della produzione energetica di un solo generatore eolico è molto maggiore della variabilità di un impianto di produzione eolica di una certa zona o dell'impianto nazionale.

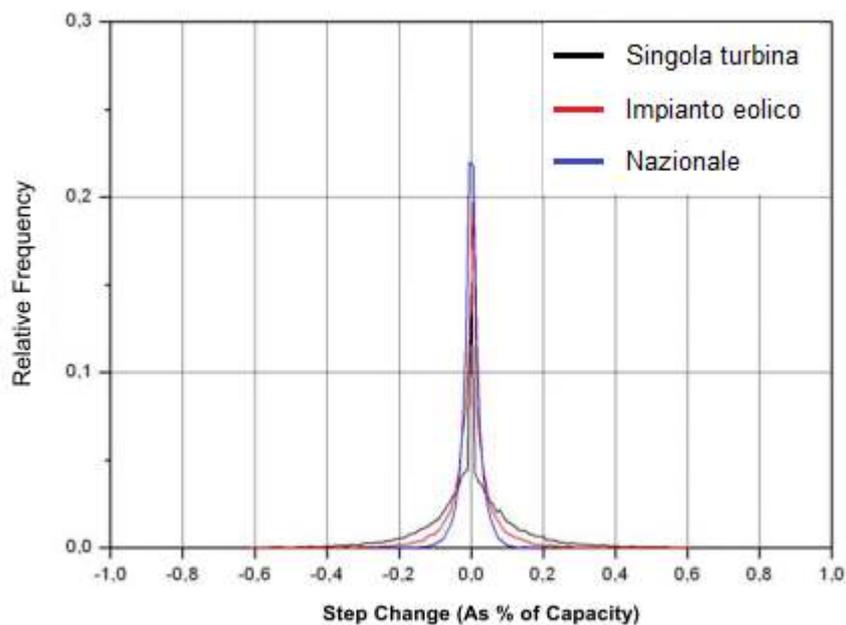


Fig.3.3: variabilità della produzione eolica in base alla distribuzione delle pale eoliche

2.Previsione di produzione dell'energia eolica ^[4]

Le previsioni a breve termine della produzione di energia eolica rispetto alla previsione del carico sono uno strumento recente, infatti il livello di accuratezza non è ancora adeguato. Uno studio ha dimostrato che la forma complessiva della produzione eolica può essere prevista per la maggior parte del tempo, tuttavia, grandi variazioni si possono verificare sia nel livello sia nella distribuzione dei venti. Per il funzionamento del sistema elettrico, l'incertezza della previsione è importante quanto il livello di accuratezza. Questo livello migliora quando si combinano le previsioni per aree più grandi (Figura 3.4). Per un singolo impianto di energia eolica l'errore medio per le previsioni del giorno prima è tra il 10% e il 20% (come % della capacità nominale). Per una zona a controllo unico questo errore sarà inferiore al 10% (figura 3.5). In Danimarca occidentale le previsioni mostrano una media (assoluta) di errore di previsione del 6,2% della capacità installata (errori relativi alla capacità nominale di energia eolica). Se si guarda agli errori relativi a potenza media (in termini di energia) il 6,2% che corrisponde ad un errore del 28% di energia annuo. Si possono avere ulteriori riduzioni combinando diversi modelli di previsione: I primi risultati provenienti dalla Germania indicano il modello di previsione migliore con il 5,1% di errore, con una combinazione semplice si arriva al 4,2% mentre con una combinazione intelligente si può arrivare al 3,9%.

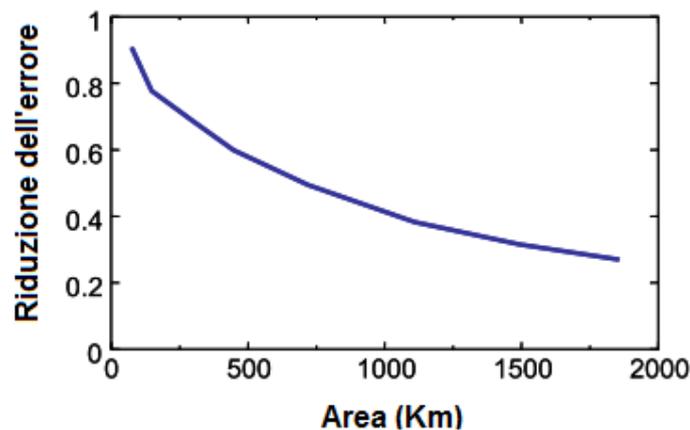


Fig.3.4: andamento dell'errore di previsione in base alla grandezza dell'area di studio

NRMSE (%)	Tutte le zone di controllo = 1000 Km	1 zona di controllo = 350 Km
24 h	5,7	6,8
4 h	3,6	4,7
2 h	2,6	3,5

Fig.3.5: valori dell'errore di previsione (riferito alla capacità nominale installata) in base a quanto tempo prima sono state eseguite le previsioni e al numero delle zone di controllo analizzate

3.Requisiti per la rete elettrica per gli impianti eolici ^{[5] [6]}

I requisiti per la rete elettrica definiscono le esigenze delle centrali per poter fornire un servizio adeguato. Il generatore deve rimanere attivo sulle tre fasi anche con guasti a terra e garantire la frequenza nominale alla rete. I tempi di riparazione del guasto, i requisiti di caduta di tensione e le condizioni per il sostegno di tensione durante il guasto, non hanno al momento, requisiti fissati per ogni situazione. I requisiti di rete possono anche prevedere l'obbligo per il controllo della potenza reattiva (ad esempio $\cos\phi=0,95$ al punto di interconnessione) e la necessità di fornire i dati SCADA (**S**upervisory **C**ontrol **A**nd **D**ata **A**cquisition, si riferisce a un sistema che raccoglie i dati provenienti da sensori diversi negli impianti e quindi invia questi dati ad un computer centrale che gestisce e poi controlla i dati) come concordato con il gestore. Ulteriori requisiti che devono essere soddisfatti quando sono richiesti comprendono il controllo di tensione, di potenza attiva e il controllo della frequenza. I requisiti della rete elettrica possono essere soddisfatti dagli impianti eolici sia attraverso la capacità intrinseca della tecnologia delle turbine eoliche o mediante l'aggiunta di apparecchiature terminali adeguate, come ad esempio una combinazione di compensazione statica e dinamica. I requisiti futuri potranno comprendere caratteristiche di risposta della macchina più simili a quelle dei generatori convenzionali (ad esempio, la risposta inerziale).

4.Possibili impatti sul sistema di trasmissione e distribuzione ^{[5] [6] [7]}

Se il sistema elettrico non funziona, le conseguenze possono essere profonde e costose. Pertanto, l'affidabilità del sistema di alimentazione deve essere mantenuta ad un livello molto alto. L'energia eolica ha un impatto sull'affidabilità ed efficienza del sistema di alimentazione, in quanto la sua presenza o mancanza può alterare i flussi di potenza attiva e reattiva in tutta la rete. La valutazione dell'impatto della produzione di energia eolica usando diverse scale di tempo vuol dire anche usare diversi modelli (e dati) e possono essere:

4.1.Regolazioni dovute al carico

Questo è su come la variabilità e l'incertezza introdotta dall'energia eolica interesserà l'assegnazione e l'utilizzo delle riserve del sistema. Gli errori di previsione della produzione dell'energia eolica dovranno essere combinati con qualsiasi altro tipo di errore di previsione del sistema elettrico, come l'errore di previsione del carico. Le condizioni generali del bilanciamento dipendono dalla dimensione dell'area interessata, dalle variazioni del carico, se la produzione di energia eolica è concentrata o ben distribuita nel territorio, dalla conformazione del paesaggio e dal comportamento tipico del vento. I costi totali dipenderanno dal costo marginale per fornire servizi di compensazione e di mitigazione dei metodi utilizzati nel sistema di alimentazione per affrontare la maggiore variabilità e incertezza.

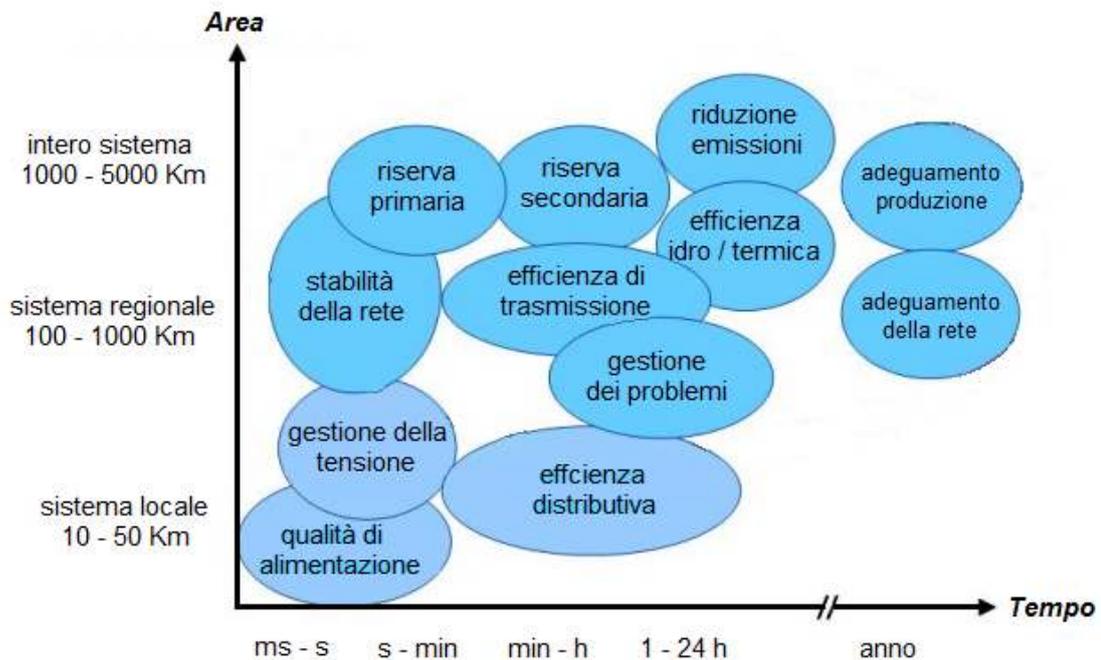


Fig.3.6: impatto della produzione dell'energia eolica sui sistemi di potenza, divisi in diverse scale di tempo e ampiezza di zona rilevanti per gli studi

4.2.Efficienza e impiego della centrale

Tale impatto è dovuto agli errori di variabilità della produzione e previsione dell'energia eolica. Qui l'interesse è su come la capacità nominale viene utilizzata e in che modo le variazioni e gli errori di previsione della potenza eolica possono cambiare l'impiego di una centrale, sia il tempo di funzionamento sia il modo in cui le unità sono gestite (tassi di rampa, avvia/ferma, il funzionamento parziale). L'analisi e lo sviluppo di metodi per energia eolica da inserire in strumenti di pianificazione esistenti è importante, per tener conto delle incertezze del vento e le flessibilità esistenti nel sistema in modo corretto.

Con i risultati di una simulazione è possibile analizzare in dettaglio l'impatto tecnico ed economico dell'energia eolica.

4.3.Adeguatezza della produzione di energia

Si tratta dell'offerta complessiva disponibile in situazioni di carico di picco. L'adeguatezza del sistema è associata a condizioni statiche del sistema, mentre la stima della richiesta di capacità di produzione include la richiesta di carico del sistema e la necessità di manutenzione delle unità di produzione (dati di affidabilità). I criteri che vengono utilizzati per la valutazione di adeguatezza includono per esempio la perdita di aspettativa di carico (LOLE), la perdita di carico (LOLP) e la perdita di aspettativa di energia (LOEE). Il problema è la corretta valutazione della capacità totale dell'energia eolica nelle situazioni di picco del carico, tenendo conto degli effetti di dispersione geografica e di interconnessione. Stanno inoltre cominciando ad essere utilizzati sistemi di immagazzinamento locale dell'energia con alta capacità energetica e possono avere un forte impatto sull'adeguatezza della produzione.

4.3.Adeguatezza ed efficienza di trasmissione

L'impatto dell'energia eolica sulla trasmissione dipende dalla localizzazione degli impianti eolici e al relativo carico, e la correlazione tra la produzione di energia eolica e il consumo del carico. L'energia eolica interessa il flusso di potenza in rete, si può cambiare la direzione del flusso di corrente, ridurre o aumentare le perdite di potenza e gestire situazioni a collo di bottiglia. Ci sono molti mezzi per ottimizzare l'utilizzo delle linee di trasmissione esistenti, come l'uso di informazioni on line (temperatura, carichi, controllo dell'energia eolica in uscita dalle centrali), tuttavia il potenziamento della rete può essere necessario per mantenere l'adeguatezza di trasmissione. Nel determinare il rafforzamento della rete, sono necessarie delle analisi dei flussi di carico e la stabilità del sistema dinamico.

4.4.La stabilità del sistema

Esistono diversi tipi di turbine eoliche con caratteristiche diverse e di conseguenza anche diversi tipi di controllo nel caso di falle nel sistema. Più precisamente questo è legato al controllo della tensione e della potenza e alla possibilità di rimediare all'errore di previsione tramite la capacità produttiva. Anche l'ubicazione degli impianti eolici rispetto ai centri di carico avrà una certa influenza. Per motivi di stabilità del sistema le proprietà di funzionamento e controllo richieste agli impianti eolici sono simili a quelle delle centrali tradizionali a seconda della penetrazione e della robustezza del sistema di alimentazione.

Studi di stabilità del sistema con diverse tecnologie di turbine eoliche sono necessari al fine di testare e sviluppare strategie di controllo avanzato e l'eventuale utilizzo di nuovi componenti.

5.Rinforzo ed efficienza della rete ^{[6] [9]}

Il requisito fondamentale per la rete di nuova generazione è di assicurare il mantenimento dell'elevato livello di affidabilità. Nella produzione dell'energia eolica interessa l'adeguatezza della rete e l'efficienza in diversi modi e tempi, alcuni impatti sono negativi, ad esempio sono costosi o impegnativi da un punto di vista tecnico ma l'energia eolica crescente porterà a lungo termine evidenti vantaggi per la rete ed il suo funzionamento.

L'integrazione su vasta scala dell'energia eolica fissa dei requisiti per il sistema distributivo ma anche l'energia eolica deve essere sviluppata per soddisfare le esigenze del sistema. I diversi aspetti causati dalla produzione dell'energia eolica sulla rete elettrica sono:

5.1.Controllo della tensione e compensazione della potenza reattiva

La sfida principale in materia di controllo di tensione è quello di mantenere accettabili i livelli di tensione in tutte le condizioni operative, che vanno dal carico minimo e massimo di produzione di energia eolica fino al carico massimo e produzione nulla di energia eolica. Le turbine a vento moderne sono dotate di elettronica per il controllo della potenza, controllo reattivo in uscita e della tensione terminale all'interno di alcuni range. Gli stessi generatori, banchi di condensatori, commutatori e trasformatori rappresentano il mezzo più comune per il controllo dei profili di tensione. I compensatori statici posti nella rete o in impianti di energia eolica danno la possibilità di servire sia la rete sia gli impianti eolici, a vantaggio di entrambi. Un'altra sfida, in questo contesto, è legata al controllo (o la limitazione) dello scambio di potenza reattiva tra la rete di trasmissione principale e la rete di distribuzione regionale.

5.2.Stabilità della tensione

L'instabilità della tensione può essere causata dalla carenza di energia reattiva nell'impianto di produzione eolica. Se il sistema eolico non può fornire potenza reattiva, si verifica un'instabilità di tensione che può far collassare il sistema. Per evitare questo è sufficiente il controllo rapido di compensazione reattiva che può essere fornito attraverso l'uso di turbine eoliche, con controllo attivo della tensione, o utilizzando compensatori esterni.

5.3. Stabilità dinamica

In passato, i sistemi di protezione delle turbine eoliche erano stati progettati per scollegare e arrestare l'unità ogni volta che veniva rilevato un guasto nella rete (temporaneo o permanente). I nuovi requisiti di sistema prevedono che le turbine eoliche devono essere in grado di superare i guasti temporanei e di contribuire alla fornitura dell'energia elettrica ai servizi più importanti. Questo pone importanza sulle prestazioni della stabilità transitoria (o dinamica), delle oscillazioni della potenza e del sistema di smorzamento. Inoltre l'inerzia del sistema tende a diminuire all'aumentare della quota di produzione dell'energia eolica, ciò è dovuto alla presenza di generatori sincroni che possono essere accoppiati direttamente alla rete. Di conseguenza un arresto di una centrale eolica provoca una caduta di tensione più grande e più rapida. Le turbine a vento moderne sono in grado di controllare la potenza attiva e reattiva, in alcuni casi più rapidamente di centrali convenzionali. Alcuni risultati delle simulazioni indicano che con attrezzature di nuova progettazione e impiantistica adeguata, la stabilità del sistema in risposta ad una interruzione di linea può effettivamente essere migliorata con l'aggiunta di generazione eolica.

5.4. Capacità ed efficienza di trasmissione

L'impatto dell'energia eolica, relativo alla trasmissione di potenza dipende dalla localizzazione degli impianti eolici in relazione al carico, e la correlazione tra produzione di energia eolica e il consumo del carico. L'energia eolica, come qualsiasi carico o generazione, influisce sul flusso di potenza in rete e può anche cambiare la direzione del flusso di potenza in alcune parti della rete. I cambiamenti di uso delle linee di alimentazione possono portare a vantaggi o a svantaggi. A seconda della sua posizione la potenza eolica può ridurre i colli di bottiglia, ma in un'altra posizione può causare colli di bottiglia più frequenti.

I problemi di capacità di trasmissione associati all'integrazione di energia eolica solitamente si presentano solo per una piccola frazione del tempo di funzionamento totale. L'applicazione di sistemi di controllo che limitano la produzione di energia eolica durante le ore critiche è una possibile soluzione, in alternativa, se le altre centrali elettriche controllabili sono disponibili all'interno della zona congestionata, può essere applicata una generazione a controllo automatico, un'altra opzione è la gestione della domanda che viene controllata in base alla situazione del vento e della trasmissione. Gli ultimi due interventi possono essere più favorevoli della limitazione della produzione eolica per evitare come la dissipazione di energia.

CAPITOLO 4

Sistemi di immagazzinamento dell'energia

Uno dei maggiori ostacoli alla diffusione delle fonti energetiche rinnovabili è costituito dal fatto che spesso sono fonti discontinue, soprattutto per quanto riguarda il solare, l'eolico ed in qualche misura il mini e micro idroelettrico. Per poter utilizzare appieno queste fonti primarie è necessario adottare dei sistemi di accumulo che abbiano un ciclo di carica-scarica con rendimento energetico netto più elevato possibile. L'accumulo di energia è interessante quando l'energia recuperata utile netta, detratta quindi anche dell'energia spesa per il funzionamento degli ausiliari (pompe, scambiatori, controlli) è maggiore del 70% dell'energia in entrata. Il metodo più comune per accumulare energia è quello di utilizzare i bacini idroelettrici nei quali, quando vi è eccedenza di produzione di energia elettrica, si pompa acqua da un bacino a valle ad uno a monte, così facendo si recupera l'energia prodotta da centrali termoelettriche che per loro caratteristiche tecniche non possono essere spente come ad esempio le centrali nucleari e ad olio combustibile e quindi nelle ore di bassa richiesta, generalmente notturne e festive, tale energia verrebbe dissipata. Altro sistema attuale è l'utilizzo delle batterie, accumulatori appunto, che pongono dei problemi sia da un punto di vista dell'inquinamento, per le sostanze tossiche e/o nocive contenute nelle batterie, sia da un punto di vista pratico, visto che la vita delle batterie è comunque limitata, un certo margine di miglioramento in questo settore è comunque possibile, il tema è ampio e tratta anche i supercondensatori (detti anche supercapacitori o ultracapacitori) e i superconduttori. Altri metodi di accumulo potrebbero essere sfruttati vantaggiosamente, come l'accumulo di aria compressa in caverne (metodo questo già in qualche misura collaudato) o in serbatoi interrati che permettono di fornire aria compressa ad attività industriali come ad esempio ad un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro dei compressori e aumentando così notevolmente l'efficienza, oppure la produzione di idrogeno, che può essere poi destinato agli usi più disparati, altri sistemi sono di tipo meccanico (volani o molle) ed altre tecniche permettono l'accumulo di energia termica da utilizzare per riscaldamento. ^[10]

1.Principali sistemi di accumulo di energia ^[10] ^[11]

1.1.Bacini idroelettrici

I sistemi convenzionali di accumulo, basati sul pompaggio di acqua, utilizzano due serbatoi-bacini posti a quote differenti: nelle ore in cui l'energia prodotta è superiore all'energia richiesta l'acqua è pompata dal serbatoio inferiore al serbatoio superiore, nelle ore di picco di domanda l'acqua accumulata a monte viene utilizzata per produrre l'energia elettrica, i serbatoi a monte possono costituire una riserva idrica anche per altre necessità e possono produrre energia elettrica "gratis" quando raccolgono l'acqua di origine meteorica, sia i bacini a monte che quelli a valle possono essere utilizzati per mitigare gli effetti delle eccessive precipitazioni, spesso causa di allagamenti quando non di fenomeni alluvionali. In situazioni favorevoli è tecnicamente possibile ricavare serbatoi da anfratti sotterranei naturali o da ex miniere. Quando sussistono le necessarie condizioni geologiche e di sicurezza è permesso, senza dover munirsi di alcuna licenza o concessione di derivazione delle acque, dotarsi di laghetti collinari con profondità non superiori ai 10 metri e capacità non superiori ai 100.000 m³ (un ettaro, 100m per 100m o 200m per 50m ecc..). Questo modesto bacino idrico ha un potenziale di accumulo di 200 kWh per ogni metro di dislivello utile, un laghetto collinare posto a 10 metri di quota rispetto ad un serbatoio inferiore (che potrebbe anche essere il mare) ha una capacità di accumulo di 2000 kWh, con 100 metri di dislivello l'energia accumulabile è di 20 MWh, se ben progettato e gestito potrebbe essere un valido strumento di prevenzione o di alleggerimento di fenomeni alluvionali, fenomeni ricorrenti in molte situazioni dove questi laghetti potrebbero e dovrebbero essere attuati, in caso di abbondanti piogge la raccolta delle acque dal bacino imbrifero di competenza comporterebbe un guadagno netto di energia. I primi sistemi di pompaggio sono stati realizzati in Italia e Svizzera a partire dal 1890, dal 1933 si è cominciato ad utilizzare turbine reversibili utilizzate sia come motore-pompa che come generatore di energia elettrica, attualmente le migliori tecniche permettono di ottenere da questi impianti efficienze fino all' 85%.

Attualmente sono installati in tutto il mondo più di 90 GW di impianti di pompaggio, corrispondenti al 3% della capacità globale di generazione, questi impianti sono essenziali per il funzionamento, regolazione e razionalizzazione delle reti di trasmissione dell'energia elettrica, gli impianti con potenza superiore ai 1000 MW sono più di 40. Il costo degli impianti di pompaggio attualmente installati sono estremamente variabili, da 150 €/kW (USA) a più di 2000 €/kW, (Giappone). E' evidente che questo dipende dalle situazioni oggettive del territorio ma anche che la necessità di sistemi di accumulo sono necessari e convenienti anche quando hanno costi elevati.

Salto (m)	Potenza massima totale (MW)	Ore di scarica	Costo impianto
	1690		
590	1800		\$ 1080 M
554	2400		
955	1800		
	1050		
	1060		\$ 700 M
	1140		
1260	1020		
1070	1184		
	1000		
	1040		
524	1050	7.2	
505	1240		
714	1600	8.2	\$ 3200 M
489	1200		
411	1280	6	
470	1040		
485	1036		
387	1240		
387	1040		
229	1280	7	
203	1150		
518	1200	13	
287	1096		
539	1200		
	1600		
	2268		
473	1200		
310	1008		\$ 866 M
380	1620		\$ 1338 M
545	1890	5	\$ 310 M
350	1566	10	
520	1212	153	\$ 416 M
240	1080	10	\$ 685 M
110	1980	9	\$ 327 M
340	1200	12	\$ 212 M
33	2880	20	
370	1065	24	\$ 652 M
310	1900	21	\$ 288 M
380	2700	11	\$ 1650 M

Tab.4.1: scheda capacità/costi degli impianti di pompaggio sopra ai 1000 MW di potenza.

1.2.Accumulatori voltaici

Oggi le batterie consentono di accumulare energia elettrica prodotta da varie fonti energetiche rinnovabili, pur con molti limiti, soprattutto ecologici. Ci sono studi e prove sulle più svariate combinazioni chimiche, alcune in fase pre-commerciale con installazioni pilota ormai in fase definitiva di collaudo, altri sistemi sono nelle fasi iniziali di sviluppo e potranno essere installabili nel medio periodo e altri sistemi sono teoricamente promettenti ma con previsioni di disponibilità commerciale nel medio lungo termine.

Il più grande sistema di accumulatori elettrochimici è di 48 MWh installato a Tokyo ma è prevista a breve termine una installazione da 120 MWh a Barford in Inghilterra, i costi dichiarati sono competitivi con tutte le tecniche di accumulo energetico ($\pm 0,02$ € al KWh accumulato) ma la sfida maggiore è posta dall'ottenimento di sistemi che permettano un contenuto impatto ambientale nella prospettiva di poter installare diffusamente molti sistemi ad alta capacità. La realizzazione di batterie a basso costo, con un rapporto peso/volume-capacità tale da permettere una buona autonomia e con materiali non eccessivamente antiecológicos permetterebbe di realizzare i sistemi di autotrazione elettrici privati lungamente annunciati ma non ancora disponibili, almeno non con delle caratteristiche tali da attirare l'attenzione di una buona parte degli automobilisti, non mancano anche in questo settore molte interessanti prospettive che se realizzate potrebbero contribuire non poco alla gestione del sistema di generazione-accumulo-trasmissione dell'energia elettrica, oltre che, ovviamente, al minor inquinamento, soprattutto dei centri urbani. I principali accumulatori elettrochimici voltaici sono:

- **VRB**: Batterie a flusso Vanadio Redox
- Batterie al Litio
- **Ni-Cd**: Nichel-Cadmio
- **Pb-H₂ SO₄**: Batterie al Piombo-acido e Piombo-gel
- **Ni-NaCl**: Batterie Z.E.B.R.A.
- **Ni-MH**: Batterie Nichel-idruri
- **Ni-Zn**: Batterie Nichel-Zinco
- **Zn-Br**: Batterie a flusso Zinco-Bromo
- **Na-S**: Batterie Zolfo-Sodio
- **PSB**: Batteria a flusso Poli-Solfuro Bromuro
- Batterie Metallo-aria

1.3.Aria compressa

Esistono diverse esperienze di accumulo-recupero di energia elettrica per mezzo di sistemi ad aria compressa, in genere questi sistemi utilizzano compressori alimentati da energia elettrica a basso costo prodotta nelle ore notturne, l'aria compressa viene accumulata in cavità sotterranee ermetiche, ad una pressione di 70-100 bar, l'aria compressa così ottenuta ed accumulata viene in genere utilizzata in un impianto turbogas tradizionale, permettendo di eliminare il lavoro del compressore e aumentando così notevolmente l'efficienza: si può risparmiare circa il 40% di gas per la produzione della stessa quantità di energia elettrica.

Un altro conveniente possibile impiego di aria compressa è l'utilizzo della stessa tale e quale, per azionamenti pneumatici in linee di produzione per le più svariate esigenze e in genere per automatismi, praticamente in tutte le unità produttive è necessario un anello di aria compressa, normalmente ad una pressione inferiore a 12 bar, utilizzando aria compressa prodotta di notte si ha un risparmio netto di energia elettrica giornaliera ed un abbassamento del picco di consumo della stessa. Il primo sistema di accumulo ad aria compressa è stato installato nel 1978 ad Hundorf, in Germania, con una potenza di 290 MW, un altro da 110MW è stato installato nel 1991 in Alabama, è stato costruito in 30 mesi ad un costo di circa 600 \$/kW. In Ohio è prevista l'installazione di un sistema con una potenza di 2700 MW, il serbatoio è posto a 670 metri di profondità ed è una ex miniera di calcare. Questi sistemi hanno una buona capacità di accumulo: da 2 a 3 kWh/m³ di serbatoio (sotterraneo), per un confronto basti pensare che mediamente i sistemi idroelettrici di accumulo hanno una densità energetica di appena 0,3 kWh/m³ di serbatoio idrico, invece l'efficienza netta è generalmente favorevole ai sistemi idroelettrici i quali permettono di restituire più dell' 80% dell'energia di origine. Esistono anche un gruppi di accumulo integrati composti da serbatoio per l'aria compressa, compressore con motore/generatore, turbina e piccolo volano di avvio in caso di immediata richiesta di elettricità a causa di interruzioni di rete.

1.4.Volani

I volani sono "accumulatori" che utilizzano l'energia cinetica rotazionale. In questo settore tecnologico i nuovi sistemi di accumulo-generazione di energia elettrica prevedono l'impiego di volani ad asse verticale in un robusto contenitore di forma cilindrica nel quale viene mantenuto un certo grado di vuoto al fine di ridurre rumorosità e attriti aerodinamici del rotore, a ciò contribuisce anche l'adozione di cuscinetti magnetici, sostitutivi dei cuscinetti meccanici. Il rotore monoblocco, senza avvolgimenti elettrici né parti a contatto strisciante, non richiede raffreddamento e non genera vibrazioni avvertibili; è notevolmente robusto e sopporta anche piccole scosse di terremoto senza fermarsi. Dopo aver raggiunto l'elevata velocità di regime nominale il rotore può cedere energia quando necessario e lo fa sotto forma di corrente alternata ad alta frequenza variabile. Questa corrente viene raddrizzata da un convertitore a frequenza variabile in una tensione continua che costituisce la fonte di energia disponibile a tensione fissa. La funzione di alimentatore del volano per la ricarica dalla rete viene svolta dallo stesso convertitore, con possibilità di eseguire la carica in tempi più o meno brevi, in funzione della disponibilità di corrente sulla linea DC. Questi sistemi sono adatti per potenze da 2 kW e fino a 500 kW e possono essere utilizzati in parallelo per potenze più elevate.

Sono prodotti in serie, hanno le dimensioni di un armadio e sono commercialmente disponibili, i costi sono confrontabili con le batterie al piombo quando si considera la lunga vita e la minima manutenzione di questi "supervolanti", senza le incertezze di funzionamento tipiche di un banco di batterie nel quale il malfunzionamento di una sola comporta la disfunzione del sistema.

Vantaggi rispetto alle batterie chimiche tradizionali:

- minor peso a parità di energia accumulata
- maggiore efficienza (bassissime perdite termiche)
- assenza di componenti chimici pericolosi
- maggiore durata (non risente dei cicli di carica/scarica)
- nessun danno in caso di intensa scarica
- ricaricabile rapidamente
- dimensioni adattabili alle applicazioni
- non necessita rigenerazione

1.5.Supercapacitori

I supercapacitori o supercondensatori accumulano l'energia elettrica in due condensatori in serie a doppio strato elettrico EDL (Elettrochemical Double Layer)

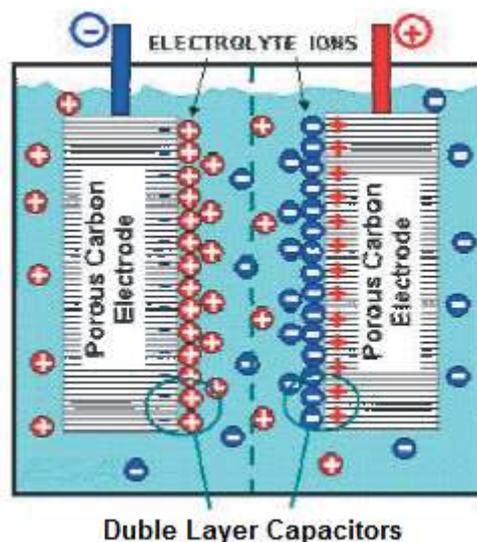


Fig.4.2: schema sintetico di funzionamento di un Super Capacitore a doppio strato elettrico

Il supercapacitore più semplice è formato da due elettrodi polarizzabili, un separatore e un elettrolita; il campo elettrico è immagazzinato nelle interfacce tra l'elettrolita e gli elettrodi. Le cariche elettriche si dispongono all'interfaccia elettrodo/elettrolita del SC in modo fisico e non si hanno processi chimici di ossido-riduzione.

I supercapacitori sono interessanti per la loro elevata densità di potenza e per la loro grande durata; inoltre, l'immagazzinamento di energia è più semplice e più reversibile rispetto alle batterie convenzionali. Tuttavia la quantità di carica accumulabile in un SC è limitata e dipende dalla superficie di interfaccia elettrodo/elettrolita. Quelli maggiormente studiati e commercializzati utilizzano elettroliti in soluzione acquosa o organica ed elettrodi a base di carbone di alta area superficiale, per aumentare l'area superficiale degli elettrodi si stanno sviluppando materiali contenenti nanotubi di carbonio, altre ricerche mirano ad ottenere elettrodi composti da film di carbonio nanostrutturato.

I condensatori a doppio strato, rispetto alle batterie elettrochimiche, non sono soggetti ad usura: sopportano più di 500.000 cicli di carica/scarica con una durata di vita minima di 10 anni, senza che la capacità si modifichi in funzione del tempo. E' particolarmente importante la loro capacità di poter essere caricati e scaricati a correnti molto elevate. Per questa ragione sono il mezzo adatto per i cosiddetti freni rigenerativi. In questo caso l'energia cinetica dei veicoli viene trasformata in energia elettrica che all'azionamento può essere nuovamente utilizzata. Soprattutto nel traffico cittadino, i cui cicli di guida sono caratterizzati da continue accelerazioni e frenate, è possibile in questo modo risparmiare fino al 25% di energia. Potenziali di risparmio simili risultano nel traffico pubblico locale su rotaia, infatti sono in grado di accumulare l'energia di una metropolitana durante la fermata per poi cederla al riavvio successivo, considerando le numerose fermate e ripartenze di questi mezzi è intuitivo il recupero energetico che ne deriva, per queste applicazioni sono già commercialmente disponibili i sistemi appropriati.

1.6. Idrogeno

Tutte le fonti energetiche rinnovabili possono essere immagazzinate sottoforma di idrogeno, con efficienze variabile a seconda delle tecnologie l'energia eolica, idroelettrica e geo-termoelettrica possono essere trasformate in idrogeno con una efficienza del 70% circa. Le biomasse possono dare idrogeno con efficienze simili a quelle ottenibili per la produzione di energia elettrica o carburanti dalle stesse (circa 25-30%). Attualmente ottenere idrogeno dall'energia solare è meno conveniente rispetto agli altri sistemi ma sono in fase sperimentale diverse tecnologie abbastanza promettenti: l'ENEA sta portando avanti (con molta lentezza) un progetto di termolisi-catalitica che ha l'obiettivo di ottenere idrogeno con un'efficienza superiore al 40% dell'energia solare captata. Un'altra tecnologia, in fase di R&S, è basata sulle reazioni fotoelettrochimiche, con la quale 2 celle solari catturano la luce del sole da ogni porzione dello spettro ultravioletto.

L'interazione dei fotoni con un materiale semiconduttore innesca la reazione che eccita gli elettroni e scinde le molecole di acqua in idrogeno e ossigeno, attualmente l'efficienza è dell'8% ma si ritengono possibili efficienze superiori e una soglia di convenienza ad una efficienza del 10%. E' importante trovare validi sistemi di accumulo di idrogeno in quanto ciò permetterebbe di utilizzare le enormi risorse rinnovabili che spesso possono essere coltivate in aree remote, quali le aree limitrofe ai deserti (sistemi solari) o le pianure siberiane (enorme potenziale eolico), o gli acquiferi geotermici dell'Alaska e dell' Islanda, ecc. L'idrogeno può essere accumulato anche combinandolo con alcuni composti organici: ammoniaca, metanolo, metilcicloesano. In particolare l'utilizzo del toluene, con formazione di metilcicloesano, è promettente poiché sia il toluene sia il metilcicloesano sono composti conosciuti, facilmente trasportabili e relativamente sicuri. La formazione di metilcicloesano è ottenuta mediante idrogenazione del toluene, una reazione esotermica che è seguita da quella endotermica di deidrogenazione (che avviene a circa 500 °C), con un consumo del 20% dell'energia contenuta nell'idrogeno liberato. Ciò significa che il restante 80% può essere utilizzato.

2. Analisi delle caratteristiche ^[10]

Il motivo per cui vengono sviluppati così diversi metodi di accumulo è che nessuno di loro risulta ottimale in senso assoluto. Tuttavia, confrontare alcune delle proprietà chiave dei suddetti sistemi può contribuire a stabilire l'idoneità di ciascuno di essi ad una specifica applicazione. Alcune delle caratteristiche delle tecnologie finora descritte vengono riportate nella Tabella 4.1. I volani, pur costituendo una importante soluzione tecnologica per il settore automobilistico, non sembrano essere una risposta ai bisogni più generali di accumulo di energia. Sia i superconduttori magnetici che i supercapacitori sono importanti in quanto, oltre ad accumulare energia aumentano la qualità dell'energia della rete, infatti tali dispositivi possono rilasciare correnti elevate e reagire a rapidi cambi di tensione. Per l'accumulo di energia su larga scala si utilizzano soprattutto sistemi basati sul pompaggio d'acqua e sistemi ad aria compressa, questi sono in grado di attenuare anche le fluttuazioni annuali in quanto le perdite energetiche sono abbastanza basse. Uno dei svantaggi principali è la dipendenza dalle formazioni geologiche che limita la possibilità di installazione degli impianti solo a determinate aree.

Metodo di accumulo	Volani bassa velocità	Volani alta velocità	Bacini idrici
Caratteristiche			
Costo capitale/MWh	\$ 300,000	\$ 25,000,000	\$ 7,000
Peso/MWh	7,500 kg	3,000 kg	3,000 kg
Efficienza	0.9	0.93	0.8
Costo manutenzione/MWh	\$ 3	\$ 4	\$ 4
Maturità	Commerciale	Neo Commerciale	Commerciale
Capacità	50 kWh	750 kWh	22,000 MWh
Durata	20 anni	20 anni	40 anni
Metodo di accumulo	Aria compressa	Superconduttori	Supercapacitori
Caratteristiche			
Costo capitale/MWh	\$ 2,000	\$ 10,000	\$ 28,000,000
Peso/MWh	2.5 kg	10 kg	10,000 kg
Efficienza	0.85	0.97	0.95
Costo manutenzione/MWh	\$ 3	\$ 1	\$ 5
Maturità	Commerciale	Commerciale	Commerciale
Capacità	2,400 MWh	0.8 kWh	0.5 kWh
Durata	30 anni	40 anni	40 anni

Tab. 4.1: confronto delle caratteristiche dei vari metodi di accumulo di energia

Come si può notare dalla tabella qui sopra, i bacini idrici e l'aria compressa sono i sistemi di immagazzinamento più economici, infatti sono i più diffusi, questi però hanno un rendimento più basso rispetto agli altri sistemi e hanno il problema che possono essere usati solo in particolari scenari geologici.

I volani, i supercapacitori e i superconduttori ad oggi sono sistemi molto costosi anche a fronte del loro elevato rendimento. In ogni caso, l'utilizzo di questi sistemi rende sì la rete più flessibile ma alza notevolmente i costi e questo difetto blocca la loro diffusione.

CAPITOLO 5

Caso studio: l'Italia

In Italia la produzione di energia elettrica avviene in gran parte grazie all'utilizzo di fonti non rinnovabili (come il carbone, il petrolio e il gas naturale) e in misura minore con fonti rinnovabili (come lo sfruttamento dell'energia geotermica, dell'energia idroelettrica e dell'energia eolica); il restante fabbisogno viene coperto con l'acquisto di energia dall'estero, trasportata nel paese tramite l'utilizzo di elettrodotti.

1. Consumi, potenza richiesta e potenza installata ^[12]

L'Italia, come sistema fisico nazionale comprendente le proprie centrali e le proprie stazioni di pompaggio, nel 2009 ha avuto consumi per circa 337.601 GWh di energia elettrica. Tale dato è il cosiddetto "consumo o fabbisogno nazionale lordo" e indica l'energia elettrica di cui ha bisogno il Paese per far funzionare qualsiasi impianto o mezzo che abbisogni di energia elettrica. Tale dato è ricavato come somma dei valori indicati ai morsetti dei generatori elettrici di ogni singolo impianto di produzione e il saldo degli scambi con l'estero. Tale misura è effettuata prima di una eventuale detrazione di energia per alimentare le stazioni di pompaggio e non considerando gli autoconsumi delle centrali (ovvero l'energia che la centrale usa per il suo funzionamento). Il dato di consumo nazionale lordo contiene una percentuale pari al 13,3% di energia importata dall'estero (ovvero, al netto delle esigue esportazioni, circa 44.959 GWh annui nel 2009), che incide per il 14,1% sul valore dell'energia elettrica richiesta. Se si escludono tali "consumi imposti" (servizi ausiliari, perdite nei trasformatori di centrale e l'energia elettrica per immagazzinare energia durante la notte attraverso le stazioni di pompaggio idriche), si ha un "consumo nazionale netto" o "richiesta nazionale di energia elettrica", che nel 2009 è stato di 320.268 GWh, con un decremento dello 5,66% rispetto all'anno precedente (il calo più sensibile dal 1949, principalmente a causa della riduzione dei consumi industriali a causa della crisi economica del 2008-2010) ma con un incremento medio del 1,81% negli ultimi venti anni. Tale valore comprende anche le perdite di rete, calcolate intorno ai 20.353 GWh circa. La parte rimanente (299.915 GWh) rappresenta il consumo di energia degli utenti finali.

Per quanto riguarda invece la potenza richiesta, l'Italia ha bisogno mediamente di circa 38,5 GW di potenza elettrica lorda istantanea (36,4 GW di potenza elettrica netta istantanea). Tali valori oscillano tra la notte e il giorno mediamente da 22 a 50 GW, con punte minime e massime rispettivamente di 18,8 e 51,8 GW. Tali valori, tuttavia risentono della riduzione della richiesta di energia riscontrata negli anni 2008 e (maggiormente) 2009 a causa della già citata crisi economica internazionale; il picco della potenza richiesta si è difatti avuto nel 2007 con la punta massima di 56,82 GW.

Il fabbisogno nazionale lordo di energia elettrica è stato coperto nel 2009 per il 67,3% attraverso centrali termoelettriche che bruciano principalmente combustibili fossili in gran parte importati dall'estero (di questi piccole percentuali - inferiori al 2% - fanno riferimento a biomassa, rifiuti industriali o civili e combustibile nazionale). Un altro 19,6% viene ottenuto da fonti rinnovabili (idroelettrica, geotermica, eolica e fotovoltaica) per un totale di energia elettrica di produzione nazionale lorda di circa 292.641 GWh annui (2009). La rimanente parte per coprire il fabbisogno nazionale lordo (337.601 GWh) è importata dall'estero nella percentuale già citata del 13,3%.

Per quanto riguarda la potenza installata (ovvero la potenza massima erogabile dalle centrali), l'Italia è tecnicamente autosufficiente; le centrali esistenti a tutto il 2009 sono infatti in grado di erogare una potenza massima netta di circa 101 GW contro una richiesta massima storica di circa 56,8 GW (picco dell'estate 2007) nei periodi più caldi estivi. Secondo i dati 2009 tale potenza massima teorica non è quindi stata sfruttata interamente e la potenza media disponibile alla punta stimata è stata di 67 GW. La differenza tra la potenza teorica massima e la stima della potenza media disponibile è in parte dovuta a diversi fattori tecnici e/o stagionali (tra questi vi sono guasti, periodi di manutenzione o ripotenziamenti, così come fattori idrogeologici per l'idroelettrico o stime sull'aleatorietà della fonte per l'eolico, ma anche il ritardo nell'aggiornamento delle statistiche sulle centrali), mentre in parte è dovuta anche al fatto che alcune centrali (soprattutto termoelettriche) vengono tenute ferme "a lungo termine" in quanto, come detto, con gli impianti in esercizio si è già in grado di coprire la richiesta.

Nonostante le suddette situazioni contingenti e/o stagionali, vi è dunque una sovrabbondanza di impianti di produzione, già cresciuti del 28,8% fra il 2002 ed il 2008: Terna prevede che il carico massimo in caso di "estate torrida" nel 2019 sarà pari 72 GW in uno scenario definito "di sviluppo", cioè nelle condizioni di maggior consumo e minor risparmio ed efficienza energetica.

2. Tipologie di fonti energetiche utilizzate ^[12] ^[13]

2.1. Energie non rinnovabili

La produzione non rinnovabile italiana è costituita esclusivamente dalla produzione di energia attraverso la combustione di combustibili fossili in centrali termoelettriche (a meno di produzione di quantità di energia meno significative attraverso la combustione di biomassa). Tale aliquota costituisce il 77,4% della produzione totale nazionale, il 70,7% dell'energia elettrica richiesta e al 67,1% del fabbisogno nazionale lordo.

Secondo le statistiche di Terna, società che dal 2005 gestisce la rete di trasmissione nazionale, la maggior parte delle centrali termoelettriche italiane sono alimentate a gas naturale (65,1% del totale termoelettrico nel 2009), carbone (17,6%) e derivati petroliferi (7,1%). Percentuali minori (circa il 1,6%) fanno riferimento a gas derivati (gas di acciaieria, di altoforno, di cokeria, di raffineria) e a un generico paniere di "altri combustibili" solidi (circa l'8,6%) in cui sono comprese diverse fonti combustibili "minori", sia fossili che rinnovabili (biomassa, rifiuti, coke di petrolio, Orimulsion, bitume e altri). È da notare come le percentuali relative ai tre principali combustibili siano cambiate radicalmente in pochi anni (1994-2007); solo nel 1994, gas naturale, carbone e petrolio "pesavano" rispettivamente il 22%, l'11% e il 64%. Si può notare come, accanto ad un discreto aumento dell'utilizzo del carbone, ci sia stata una radicale inversione dell'importanza relativa tra petrolio e gas naturale, il cui utilizzo è cresciuto fortemente sia in termini assoluti che percentuali. Oggi gran parte delle centrali termoelettriche vengono concepite in maniera di poter utilizzare più combustibili, in maniera da poter variare in tempi relativamente rapidi la fonte combustibile (sebbene negli ultimi anni moltissimi cicli combinati non possano accettare carbone o petrolio o altri combustibili diversi dal gas). Tale politica è conseguita da considerazioni circa il costo, la volatilità dei prezzi e la provenienza da regioni politicamente instabili del petrolio; l'Italia non dispone infatti di consistenti riserve di combustibili fossili e quindi la quasi totalità della materia prima utilizzata viene importata dall'estero. Non deve inoltre essere trascurato il minor impatto ambientale del gas rispetto al petrolio, soprattutto alla luce dei dettami del Protocollo di Kyōto.

Attualmente l'Italia figura come il quarto importatore mondiale di gas naturale, proveniente principalmente dalla Russia e dall'Algeria, con quote minori da Libia, Paesi Bassi e Norvegia; il potenziamento del gasdotto sottomarino Greenstream dovrebbe in futuro far crescere ulteriormente la quota di gas importata dalla Libia. Nonostante ciò, l'Italia nel 2007 era ancora classificata come il paese europeo maggiormente dipendente dal petrolio per la produzione di energia elettrica; è inoltre il settimo importatore mondiale di petrolio e il nono importatore mondiale di carbone.

2.2. Energie rinnovabili

La maggior parte dell'energia elettrica prodotta in Italia con fonti rinnovabili deriva dalle fonti rinnovabili cosiddette "classiche". Le centrali idroelettriche (localizzate principalmente nell'arco alpino e in alcune zone appenniniche) producono il 15,8% del fabbisogno energetico lordo; le centrali geotermoelettriche (essenzialmente in Toscana) producono l'1,6% della potenza elettrica mentre le "nuove" fonti rinnovabili come l'eolico (con parchi eolici diffusi principalmente in Sardegna, Sicilia e nell'Appennino meridionale), sebbene in crescita, producono ancora solo l'1,9% della potenza elettrica richiesta. Percentuali ancora minori (sebbene con forti ratei di crescita) vengono prodotte con il solare in impianti connessi in rete o isolati (circa 676,5 GWh nel 2009, pari a circa lo 0,2% del totale). È da notare tuttavia che, per quanto riguarda la "potenza eolica" installata, l'Italia, con 4850 MW, si colloca al terzo posto in Europa (dopo Germania e Spagna) e sesto nel mondo, mentre per quanto riguarda il fotovoltaico, con 1142 MW di potenza cumulata, l'Italia è ancora terza in Europa (sempre dietro Germania e Spagna) e quinta al mondo.

Infine, negli ultimi anni è cresciuta la quota di energia elettrica generata in centrali termoelettriche o termovalorizzatori dalla combustione di biomasse, rifiuti industriali o urbani. Tale fonte (generalmente compresa nel computo generale delle "termoelettriche") è passata da una produzione quasi nulla nel 1992, fino a superare la quota geotermoelettrica nel 2008, per giungere fino al 2,38% dell'energia elettrica richiesta nel 2009. Circa il 40% di tale aliquota è riconducibile ad energia ottenuta a partire dai cosiddetti "RSU" biodegradabili, mentre la parte restante è relativa agli altri scarti e rifiuti o biomassa comunque di natura organica.

In conclusione, considerando tutti i contributi, la quota "rinnovabile" italiana giunge fino al 22,5% della produzione totale nazionale, al 20,6% dell'energia elettrica richiesta e al 19,5% del fabbisogno nazionale lordo.

2.3. Scambi con l'estero

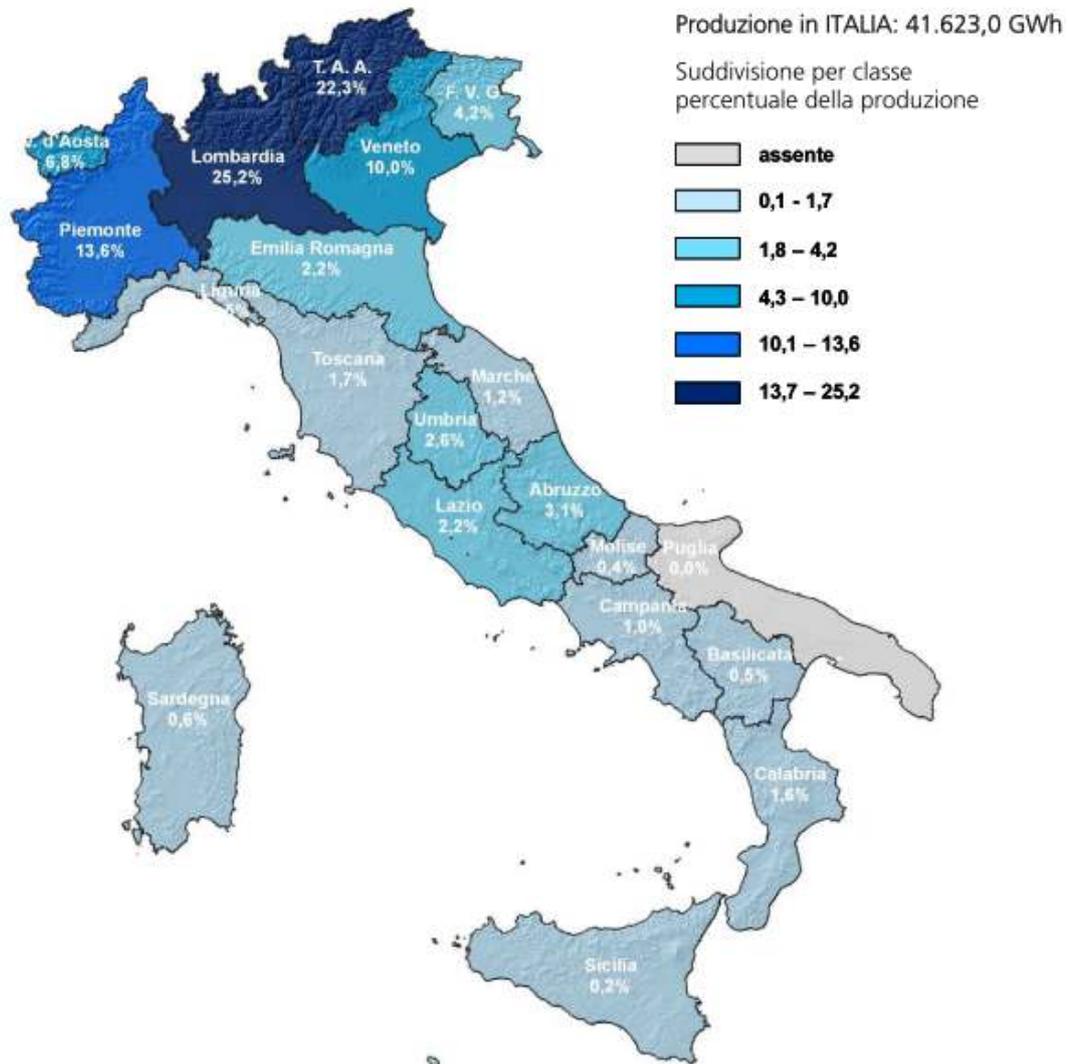
Nonostante il parco centrali italiano sia in grado di coprire il fabbisogno interno, l'Italia nel 2008 è stata il secondo paese al mondo per importazione netta di energia elettrica (dopo il Brasile e seguita dagli USA). L'Italia importa una quantità di potenza elettrica media che, durante l'anno, può avere un massimo giornaliero inferiore ai 4.000 MW (fase notturna) fino ad un massimo di oltre 7.500 megawatt (fase diurna), con una capacità netta trasmissibile che ha il suo minimo (3.800 MW) nel mese di agosto in fase notturna e un massimo di 8.000 MW in fase diurna invernale, per un totale di circa 40.000 GWh netti all'anno.

Va comunque menzionato che la stessa ENEL è in alcuni casi anche comproprietaria di alcuni impianti di produzione esteri; tale elettricità sarebbe dunque in questi casi ancora dell'ENEL sebbene prodotta fuori dai confini nazionali.

L'importazione non è sempre proporzionale alla richiesta: il fabbisogno energetico italiano viene sostenuto da corrente prodotta all'estero per un'aliquota che può oscillare tra meno del 10% in fase diurna fino a punte massime del 25% durante la notte. Tale importazione avviene da quasi tutti i paesi confinanti, anche se le quote maggiori sono quella proveniente dalla Svizzera e, a seguire, dalla Francia; considerando dunque questi due Paesi insieme, da Francia e Svizzera proviene quasi l'80% di tutta l'importazione italiana di elettricità. Parte di questa energia (in particolare quasi il 40% di quella svizzera e l'87% di quella francese) viene prodotta con centrali nucleari. In effetti l'importazione notturna è percentualmente molto più importante di quella diurna proprio a causa della natura della produzione elettrica con questo tipo di centrali; queste infatti hanno scarse possibilità di regolazione in base al carico e quindi l'energia prodotta durante la notte (in cui l'offerta supera di molto la domanda) ha basso costo di mercato. Ciò consente di fermare in Italia durante la notte le centrali meno efficienti e le centrali idroelettriche a bacino e di attivare le stazioni di pompaggio idriche che poi possono "rilasciare" nuovamente energia durante il giorno. Per converso, durante il giorno, l'eccesso di capacità produttiva italiana consente di esportare elettricità all'estero nelle ore di picco dei consumi e quindi dei prezzi. Questo meccanismo ha reso economicamente conveniente l'importazione di energia dall'estero, da cui il grande sviluppo del commercio di energia negli ultimi anni. Dai dati pubblicati da Terna riguardanti il 2009 si ricava infine che l'energia elettrica importata è cresciuta rispetto al 2008 (circa il 12,3% in più), a fronte di un decremento della produzione nazionale, in particolare per quanto riguarda la fonte termoelettrica.

3. Distribuzione regionale della produzione da fonti rinnovabili ^[12]

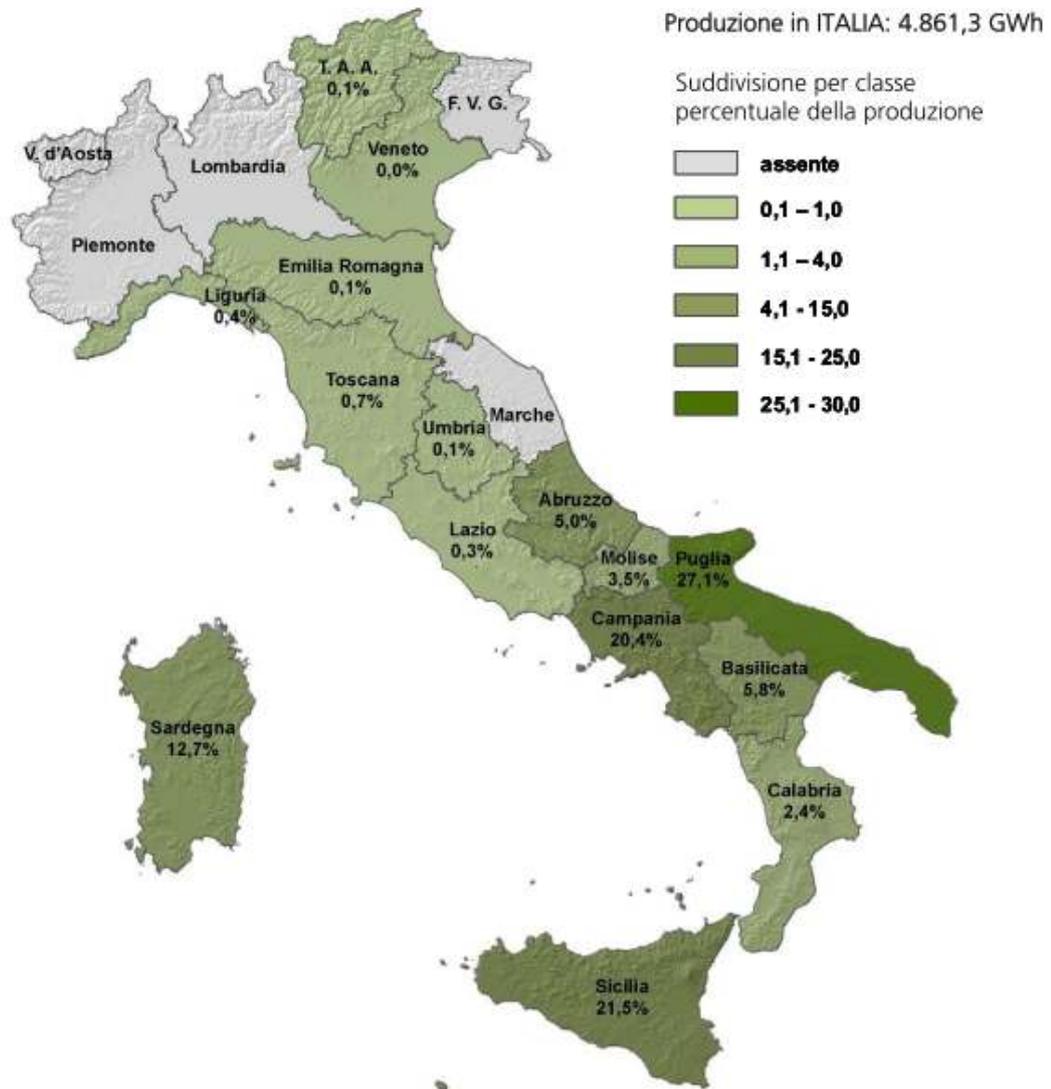
3.1. Distribuzione regionale % della produzione idroelettrica nel 2008



La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione idroelettrica presenta valori molto differenti tra le regioni settentrionali e quelle meridionali ed insulari. La ragione è essenzialmente per tre motivi:

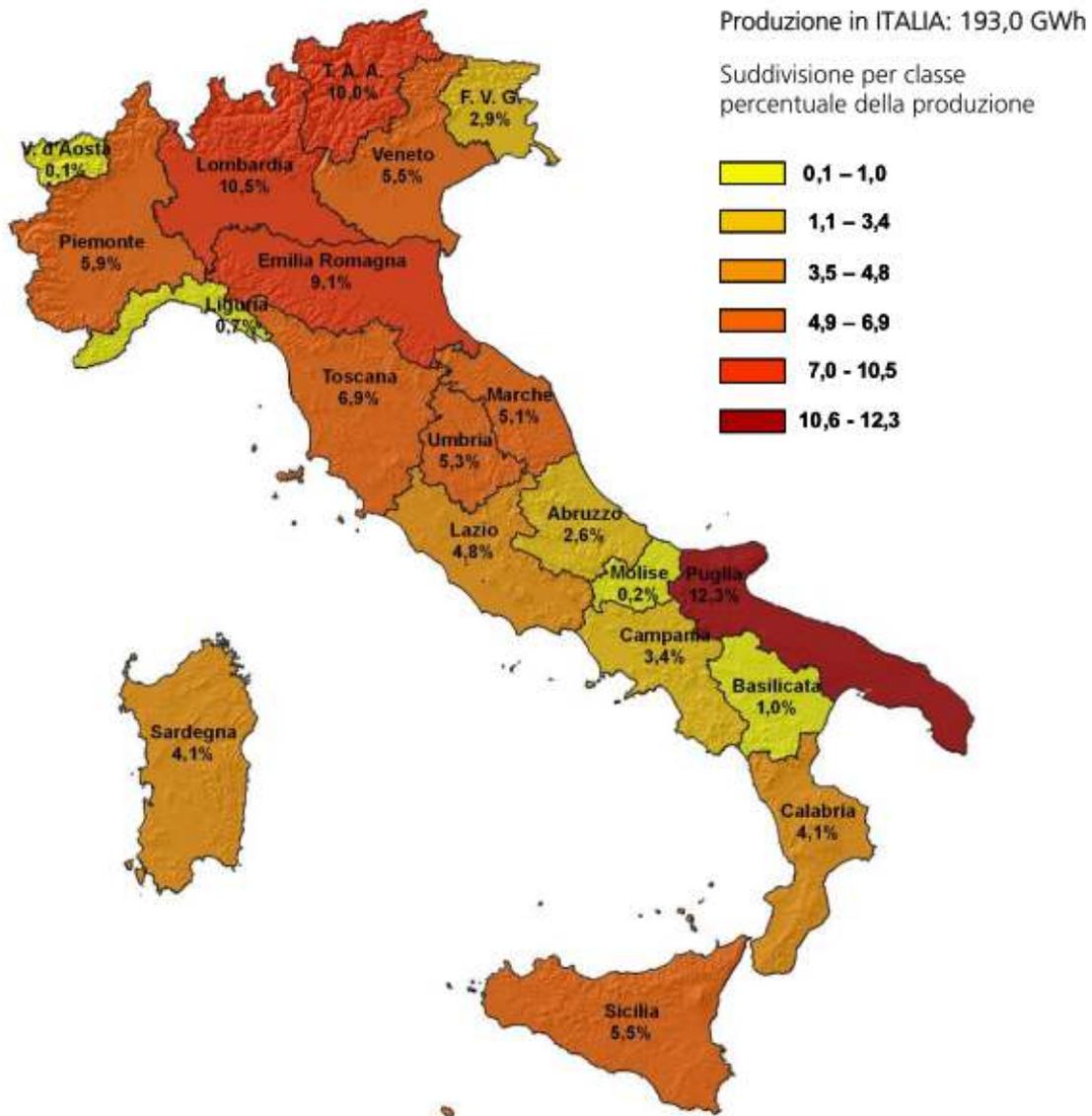
- 1) alla presenza di un maggior numero di impianti nelle regioni del Nord rispetto a quelle del Sud e delle isole,
- 2) alla presenza di impianti di grossa taglia, come quelli a bacino ed a serbatoio, tipici delle regioni alpine, rispetto alla maggiore presenza nelle regioni del Sud di impianti ad acqua fluente, di taglia molto più ridotta;
- 3) alla scarsità ed alla minore intensità di precipitazioni atmosferiche che si manifestano nelle regioni meridionali ed insulari rispetto al Nord Italia.

3.2. Distribuzione regionale % della produzione eolica nel 2008



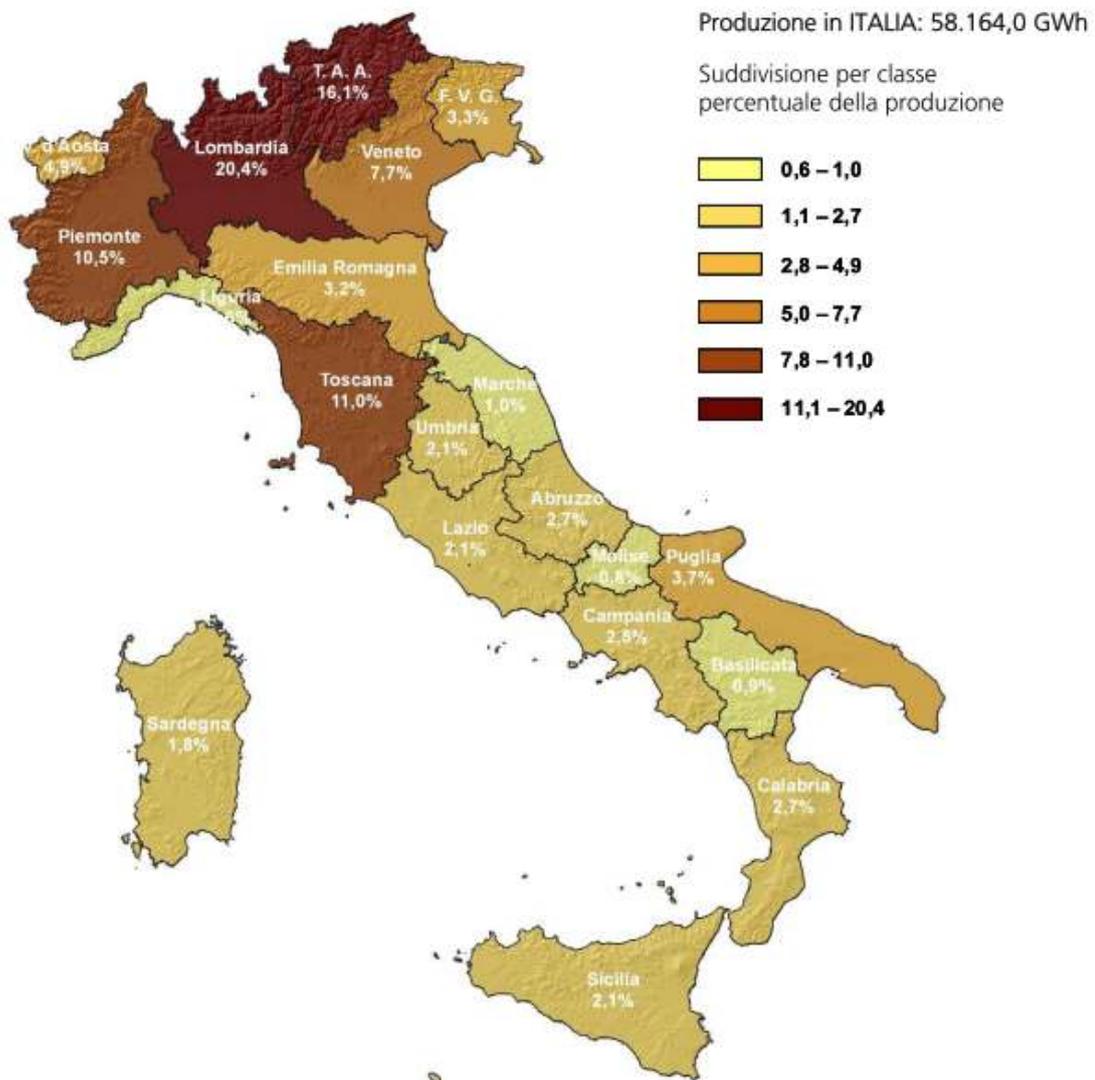
La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione eolica presenta valori molto elevati nelle regioni meridionali e nelle isole, mentre nelle regioni settentrionali i valori sono molto bassi o assenti. Il motivo, come già descritto in precedenza, è da ricondursi all'assenza di capacità installata in molte regioni del Nord ed, ove presente, alla limitata dimensione degli impianti dislocati sul territorio. Tra le regioni del Nord si segnalano il Trentino e la Liguria. La Puglia detiene il primato di produzione superando quota 27% ed assieme alla Sicilia totalizzano quasi il 50% di produzione eolica in Italia. La Campania e la Sardegna seguono, con quote rispettivamente del 20,4% e del 12,7%.

3.3. Distribuzione regionale % della produzione solare nel 2008



La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione solare presenta valori elevati ed alquanto omogenei tra alcune regioni settentrionali: Lombardia (10,5%), Trentino (10,0%), Emilia Romagna (9,1%). Nell'Italia Centrale primeggiano l'Umbria e le Marche con rispettivamente il 5,3% ed il 5,1%. Nelle regioni meridionali e nelle isole, la Puglia detiene il primato nazionale con il 12,3% e la Sicilia con il 5,5% si attesta in seconda posizione.

3.4. Distribuzione regionale % della produzione rinnovabile totale nel 2008



La rappresentazione cartografica della distribuzione regionale della produzione rinnovabile totale presenta una demarcazione piuttosto netta tra le regioni dell'Italia settentrionale ed il resto delle regioni peninsulari ed insulari. In particolare si segnalano le alte quote della Lombardia e del Trentino, a cui fanno seguito Toscana e Piemonte. L'Italia centrale presenta un quadro abbastanza omogeneo: i valori sono analoghi ed al disotto del 3%. Tra le regioni meridionali è la Puglia a spiccare sulle altre con il 3,7%. Sicilia e Sardegna mostrano valori affini, rispettivamente del 2,1% e del 1,8%.

CONCLUSIONI

Ridurre drasticamente la dipendenza dalle fonti fossili pare ad oggi estremamente difficile, in quanto in tutto il mondo occidentale esse sono alla base della disponibilità di energia, anche nei paesi dotati di un vasto parco nucleare. Le fonti energetiche rinnovabili di tipo "classico" (energia idroelettrica e geotermoelettrica) sono state già quasi completamente sfruttate dove è stato ritenuto conveniente e quindi non sono immaginabili sensibili miglioramenti in questo campo.

Per quanto riguarda la biomassa, che nei programmi nazionali dovrebbe incrementare in modo importante il proprio contributo, rimane un grosso problema legato al costo di acquisizione della materia prima in quantità sufficienti per alimentare gli impianti di dimensioni tali da conseguire le economie di scala possibili. La scarsità, la discontinuità di disponibilità e la dimensione locale del mercato della biomassa di fonte nazionale mettono in luce la difficoltà ad avviare questo settore industriale senza il ricorso alle importazioni massicce di legna di scarto da altri continenti.

L'utilizzo di oli vegetali rappresenta invece una filiera relativamente nuova nel panorama nazionale, grazie ai progressi tecnologici conseguiti nel settore dei motori, che consentono rendimenti interessanti. Anche in questo caso l'incidenza del costo del combustibile è elevata e non è pensabile di realizzare tali impianti senza adeguate incentivazioni. Tuttavia, le perplessità attuali in merito all'uso di oli di importazione per ragioni di tipo ambientale sembrano immotivate. Il trasporto incide in modo minimo sui costi ambientali della materia prima e la sostituzione di olio fossile importato con olio vegetale importato rappresenterebbe comunque un miglioramento.

Il settore dell'eolico, ha assunto una rilevanza visibile in campo nazionale, superando i 3.000 MW di potenza installata. È molto poco in relazione a quanto fatto in Europa, ma è un passo importante per dimostrare la fattibilità concreta della tecnologia in Italia. Rimangono delle difficoltà sul piano autorizzativo, le torri eoliche si vedono, sono di grandissime dimensioni e non fanno parte dell'ambiente tradizionale italiano. Ma la domanda che ci si deve porre è diversa: considerato che non si può raggiungere il nostro livello di benessere senza un'adeguata fornitura energetica, quali soluzioni possono garantirci il miglior risultato in termini economici, ambientali e di sicurezza nel lungo periodo? Nessun'altra fonte energetica ha un costo così basso (se sfruttata nei siti adeguati) e così certo (non ci sono costi variabili incerti nel lungo periodo, come con i combustibili fossili), con un impatto sull'ambiente così ridotto, limitato all'impatto visivo, se sviluppata con criterio.

Inoltre, qualsiasi impianto eolico può essere totalmente smantellato nell'arco di un mese circa, nessun altro impianto di produzione elettrica può consentire questa reversibilità completa.

Per quanto riguarda il fotovoltaico, l'incentivazione attuata con grande ritardo al termine del 2005, ha limitato gli investimenti ai pochi sostenuti dai bandi regionali. Senza dubbio il mercato italiano può beneficiare della riduzione di costo conseguente ai rilevanti investimenti attuati in Germania e Spagna e la competitività della fonte, seppur lontana, potrà migliorare nel prossimo futuro. Non si sottovaluti il contributo che il fotovoltaico può dare in termini di copertura della punta di domanda di potenza: la disponibilità dei 2.000 MW di picco installati in Germania nelle soleggiate mattinate estive che registrano i picchi di carico sulla rete italiana, avrebbero un valore che non è certamente apprezzato nel calcolo dei costi del kWh prodotto qui riportato.

Tecnologia	Costo attuale (€/kWh)	Riduzione di costo negli ultimi dieci anni (%)	Riduzione di costo nei prossimi 10 anni (%)
Idroelettrico			
Grande idro	0,02-0,04	costante	leggero aumento
Mini idraulica	0,02-0,10	costante	leggera diminuzione
Biomasse			
combustione di rifiuti	0,02-0,14	costante	crescita continua
digestione aerobica	0,02-0,14	5-10	5-10
gas dai rifiuti	0,04-0,06	10-15	costante
biomasse solide	0,04-0,07 (calore) 0,08-0,1(en. el.)	5-10 (calore) 10-15(en. el.)	10-20 (calore) 40-70 (en. el.)
Biocarburanti			
etanolo	0,30-0,40	5-10	25-50
biodiesel	0,50-0,60	5-10	20-25
Solare			
Solare termico per energia termica	0,03-0,15	30-60	30-50
Solare termico per energia elettrica	0,08-0,20	50	70-80
Fotovoltaico	0,50-1,50	40	40-50
Eolico			
Eolico a terra	0,04-0,08	30-50	30-50
Eolico off-shore	0,05-0,08		30-40

Fig. 1: costo [€/kWh] delle fonti energetiche rinnovabili ^[14]

Dallo studio compiuto si può capire che le fonti rinnovabili hanno un potenziale molto elevato (soprattutto l'energia eolica grazie al costo di produzione molto competitivo) e la loro capacità infinita fa sì che nel prossimo futuro saranno queste la più grande risorsa per la produzione di energia. Il problema della discontinuità ad oggi è difficile da superare ed è questo il principale motivo per cui il livello di penetrazione nei vari stati difficilmente supera il 15% del totale di energia prodotta. Per il prossimo futuro è plausibile che per sopperire a questo problema si usino sistemi di immagazzinamento dell'energia in modo da poter superare un calo improvviso della produzione senza

interrompere la distribuzione ma, visto l'alto costo di questi strumenti, in futuro, la strada da seguire sarà l'evoluzione sui sistemi di previsione che consentiranno di avere una stima molto precisa della produzione in un certo arco di tempo, sarà necessaria una più stretta collaborazione tra gli stati nello scambio di energia in modo da avere la più vasta area possibile per la produzione così da diminuire l'aleatorietà delle fonti rinnovabili e infine sarà necessaria un'ottimizzazione del carico in modo che la curva caratteristica del fabbisogno energetico sia più lineare possibile con picchi massimi e minimi più vicini possibile al fabbisogno medio.

BIBLIOGRAFIA

1. Elementi di impianti elettrici
2. Dott. Ing. Nicola Graniglia – 2005
Corso di Tecnologia ed Economia delle Fonti Energetiche
3. Renael - 2007
Energia eolica
4. J.A. Sánchez, C. Veganzones, S. Martinez, F. Blázquez, N. Herrero, J.R. Wilhelmi - 2007
Dynamic model of wind energy conversion systems with variable speed synchronous generator and full-size power converter for large-scale power system stability studies
Department of Civil Engineering: Hydraulics and Energy, ETSICCP, Universidad Politecnica de Madrid, Ciudad Universitaria, s/n. 28040 Madrid, Spain
Department of Electrical Engineering, ETSII, Universidad Politécnica de Madrid, C/José Gutiérrez Abascal, 2. 28006 Madrid, Spain
5. Ettore Bompard, Roberto Napoli, Fei Xue - 2008
Analysis of structural vulnerabilities in power transmission grids
Dipartimento di Ingegneria Elettrica, Politecnico di Torino, I - 10129 Torino, Italy
6. P. Kammer, A. Kober
Grid integration of renewable energy sources
BTU Cottbus, Germany
7. Hannele Holttinen, Bettina Lemström, Peter Meibom, Henrik Bindner, Antje Orths, Frans van Hulle, Cornel Ensslin, Albrecht Tiedemann, Lutz Hofmann, Wilhelm Winter, Aidan Tuohy, Mark O'Malley, Paul Smith, Jan Pierik, John Olav Tande, Ana Estanqueiro, João Ricardo, Emilio Gomez, Lennart Söder, Sweden Goran Strbac, Anser Shakoor, J. Charles Smith, Brian Parsons, Michael Milligan, Yih-huei Wan - 2007
Design and operation of power systems with large amounts of wind power
VTT Finland, Risø National Laboratories, Energinet.dk, EWEA, ISET, DENA, E.ON Netz, UCD, Eirgrid, ECN, SINTEF, INETI, REN, University Castilla La Mancha, KTH, DG&SEE, UWIG, NREL

8. Cristina L., Archer and Mark Z. Jacobson - 2007
Supplying Baseload Power and Reducing Transmission Requirements by interconnecting Wind Farms
Department of Civil and Environmental Engineering, Stanford University, Stanford, California
9. Alessandro Franco , Pasquale Salza - 2010
Strategies for optimal penetration of intermittent renewables in complex energy systems based on techno-operational objectives
Dipartimento di Energetica “L. Poggi”, Università di Pisa, Largo Lucio Lazzarino, 2, 56126 PISA, Italy
10. Michele Urbani, Naida Corsi - 2006
Confronto tra i diversi sistemi di accumulo di energia
CRB-Centro di Ricerca sulle Biomasse, Via Michelangelo Iorio, 8 - 06125 Perugia (PG, IPASS-Consortio Ingegneria Per l'Ambiente e lo Sviluppo Sostenibile, Via G. Guerra 23 – 06127 Perugia (PG)
11. J.K. Kaldellis, D. Zafirakis - 2007
Optimum energy storage techniques for the improvement of renewable energy sources-based electricity generation economic efficiency
Laboratory of Soft Energy Applications and Environmental Protection, TEI of Piraeus, P.O. Box 41046, Athens 12201, Greece
12. International Energy Agency - 2009
Politiche energetiche dei paesi membri UE, Italia
13. Istituto nazionale di statistica
Il sistema energetico italiano e gli obiettivi ambientali al 2020
14. Borgini ing. Gianfranco
Considerazioni sui costi di produzione di energia elettrica da mini-idro e sulle tariffe incentivanti per le energie rinnovabili
Solarexpo 2010