

UNIVERSITA' DEGLI STUDI DI PADOVA
FACOLTA' DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Elettrotecnica

ELABORATO FINALE

***VALUTAZIONE DEL POTENZIALE ENERGETICO
E IMPATTO SULLA RETE ELETTRICA
DI IMPIANTI EOLICI***

Relatore: Prof. Ing. Turri Roberto

**Correlatore: Prof. Ing. Campanale Manuela
(Dipartimento di Fisica Tecnica)**

Laureando: Segato Alessandro

ANNO ACCADEMICO 2009-2010

Indice

Premessa	3
Sommario	5
<u>Capitolo I: Sistemi eolici</u>	7
1.1 Introduzione	7
1.2 Uso efficiente dell'energia elettrica tramite sistemi superconduttivi a corrente continua	13
1.3 Tecnologie eoliche e componentistica di sistema	16
1.3.1 Classificazione per taglia	18
1.3.2 Classificazione per asse di rotazione	18
1.3.3 Classificazione per sistema di generazione elettrica	21
1.3.4 Classificazione per sistema di controllo della sopravvelocità	25
<u>Capitolo II: Valutazione del potenziale energetico</u>	27
2.1 Il vento	27
2.1.1 Analisi statistica del vento	28
2.1.2 Potenziale eolico italiano	36
2.1.3 Effetto dell'altezza dal suolo	39
2.2 Anemometria	42
2.2.1 Scelta della sensoristica	42
2.2.2 Installazione del sistema di misura	45
2.2.3 Analisi dei dati	53
2.2.4 Cenno ai modelli numerici avanzati	63
2.3 Mancato impatto ambientale: emissioni evitate di sostanze nocive	65
<u>Capitolo III: Produzione, trasmissione, trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica</u>	67
3.1 Potenza elettrica da trasmettere e modalità di connessione	67
3.2 Esercizio in parallelo con la rete elettrica degli impianti eolici	75
3.3 Tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica di distribuzione MT e BT	76
3.4 Tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica AT e AAT	81
3.5 Protezione dei generatori eolici contro i fulmini e sovratensioni	84
3.5.1 Rischio dalle scariche atmosferiche	84

3.5.2 Numero degli eventi pericolosi	84
3.5.3 Normativa	84
3.5.4 Concetto di protezione a zone da fulminazione	84
3.5.5 Schermatura	85
3.5.6 Impianto di terra	85
3.5.7 Protezioni sulle linee al passaggio tra le varie zone di protezione	85
Capitolo IV: L'eolico come fonte rinnovabile intermittente: limiti di penetrazione e impatto sulla rete elettrica	87
4.1 La rete elettrica	87
4.1.1 Black out	88
4.1.2 Gli ostacoli tecnici per le fonti rinnovabili intermittenti	89
4.1.3 Gli ostacoli economici	92
4.1.4 L'accumulo dell'energia per la valorizzazione del kwh rinnovabile	94
4.1.5 Riassumendo	96
4.2 Inserimento in rete dei generatori intermittenti: gli aerogeneratori	96
4.3 Una migliore integrazione in rete delle turbine eoliche	100
4.4 I costi della rete elettrica per l'eolico	106
4.5 L'energia eolica sotto l'aspetto dei consumi energetici italiani	107
Capitolo V: Il software <i>Simulwind Pro</i> versione 1.0	109
5.1 Descrizione del programma	109
5.2 Utilizzo del programma	109
5.2.1 Foglio "CalcoloSistemaEolico"	110
5.2.2 Foglio "Producibilità&Consumi"	111
5.3 Applicazione del software ad un caso specifico	113
Considerazioni conclusive	125
Appendice a)	129
Appendice b)	130
Bibliografia	135
Webgrafia	135

Premessa

I mutamenti climatici e il progressivo esaurimento delle risorse naturali, energetiche fossili in particolare, ci impongono di ripensare la nostra economia in direzione della sostenibilità, della tutela dell'ambiente e delle generazioni future.

In quest'ottica le fonti rinnovabili rappresentano certamente una via obbligata, oltre che una grande opportunità di sviluppo economico ed occupazionale per i paesi che saranno in grado di coglierla.

L'Europa è da tempo in prima linea ed occupa una posizione leader nella promozione delle energie rinnovabili ed anche gli Stati Uniti, con il nuovo presidente, si prefiggono obiettivi ambiziosi.

Nel panorama globale l'Italia dispone certamente delle potenzialità per un concreto e significativo sviluppo delle energie rinnovabili ed in particolare dell'eolico ma, come per altri ambiti, vi è il rischio concreto che i numerosi apparati amministrativi che se ne occupano, soffochino o comunque, penalizzino pesantemente, un settore di rilevante interesse nazionale.

E' sempre più necessaria ed urgente una forte iniziativa ai diversi livelli di responsabilità istituzionale che faccia chiarezza e riconduca ad unità di regole e di comportamenti l'azione di regioni ed enti locali ed, in particolare, la sempre più complessa e contraddittoria produzione legislativa, regolamentare ed amministrativa.

Si sta assistendo all'attuazione di una sorta di malinteso e caotico "federalismo energetico", che sta conducendo ad una progressiva paralisi degli iter autorizzativi, sempre meno chiari ed incerti nei tempi e negli esiti, rappresentando essi sempre più un costo e un rischio improprio di impresa.

E' inoltre necessario superare il gap di conoscenze tecniche e normative che spesso caratterizzano i diversi livelli di responsabilità amministrativa, onde evitare decisioni controproducenti ed opache, se non arbitrarie.

Sommario

Quali sono gli studi e le azioni preliminari che si devono svolgere prima della progettazione e della successiva installazione di impianti eolici?

Lo scopo principale di questo elaborato, oltre a fornire un inquadramento generale sulle caratteristiche degli impianti eolici, è proprio quello di dare una risposta a questa domanda di fondamentale importanza ovvero fornire le conoscenze primarie relative a tutti gli studi preliminari che devono essere sviluppati e completati a regola d'arte in modo che poi si possa passare alla progettazione sia dal lato elettrico che da quello delle opere civili di un impianto eolico, il quale può essere costituito da un unico aerogeneratore oppure da un insieme di aerogeneratori che andranno in tal caso a costituire un parco eolico (a seconda delle dimensioni e della potenza installata come vedremo si potrà parlare anche di wind farm).

La progettazione e la successiva realizzazione dell'impianto sarà effettuata previo l'esito soddisfacente di uno **studio approfondito della valutazione del potenziale energetico del sito** in cui si vuole costruire l'impianto. Successivamente, molto importante risulta essere anche lo studio relativo alla tipologia di connessione dell'impianto a seconda del livello di tensione e l'impatto sulla rete elettrica di tale tipo di impianti visti come generatori intermittenti.

Nell'elaborato, nella parte relativa alla valutazione del potenziale energetico, per una più semplice modalità di esposizione verrà discussa anche l'elaborazione di dati reali; i dati fanno riferimento ad una stazione anemometrica installata in comune di Vallata (AV), composta da sensoristica certificata LSI, entrata in esercizio alle ore 20.10 del 18 maggio 2008.

Una volta certi i risultati prevedibili per l'impianto in termini di producibilità energetica, si procederà alla progettazione e alla successiva costruzione dell'impianto il quale potrà poi godere dei sistemi incentivanti previsti dalla legge per l'energia elettrica prodotta da fonte rinnovabile.

Ci possiamo porre ora anche delle altre domande più specifiche, a cui daremo una risposta più esauriente possibile nel corso dell'elaborato man mano che vengono trattati i vari argomenti, come ad esempio:

- ✓ **Come viene eseguita una campagna anemometrica per la valutazione del potenziale energetico di un sito eolico?**
- ✓ **Come vengono connessi gli aerogeneratori alla rete elettrica al variare del livello di tensione?**
- ✓ **Come si effettua la connessione ad una rete locale?**
- ✓ **Come si ottiene la regolazione della potenza generata da una turbina eolica?**
- ✓ **Che cos'è la regolazione della rete?**
- ✓ **Come si ottiene una frequenza di rete costante a diverse velocità di vento?**

- ✓ **Perché gli aerogeneratori sono visti come generatori intermittenti connessi alla rete?**
- ✓ **Che impatto provocano sulla rete elettrica a cui sono connessi?**

La risposta a queste domande nel complesso, assieme ad una parte introduttiva iniziale, andrà a costituire il corpo del seguente elaborato. Nell'ultimo capitolo sarà riportata inoltre la descrizione del **software Simulwind Pro versione 1.0** utilizzato, solo per la parte riguardante gli argomenti trattati nella tesi, per una applicazione pratica ovvero, come si potrà vedere, fatta l'ipotesi iniziale di avere un'utenza con determinati requisiti in termini di consumi energetici si possono vedere le caratteristiche che dovrà avere un aerogeneratore che è stato scelto per alimentare l'utenza stessa. Si possono vedere innanzitutto le caratteristiche della turbina eolica e del sito, i grafici contenenti le curve di potenza dell'aerogeneratore, la potenza prodotta dalla macchina per diverse velocità del vento, la distribuzione del vento, la distribuzione dell'AEP, le caratteristiche del sistema eolico nel complesso (comprese la producibilità attesa, le ore equivalenti di funzionamento ecc.), la valutazione di mancato impatto ambientale (MIA), tutta la parte relativa ai consumi dell'utenza (ripartiti per ipotesi in modo non uniforme nei mesi dell'anno), ecc. Molto interessanti sono le tabelle e i grafici relativi sia all'energia prodotta e auto-consumata sia all'energia prelevata dalla rete anche con un confronto tra queste ultime in uno stesso grafico. Il software contiene inoltre anche altri fogli di calcolo, come sarà spiegato nell'ultimo capitolo, che permettono di fare una valutazione economica dell'investimento effettuato ma che non verranno presi in considerazione nel presente elaborato perché non ne rappresentano l'argomento principale. Tali fogli di calcolo, di importanza tutt'altro che inferiore rispetto ai primi due presi in considerazione in modo approfondito, verranno utilizzati in un secondo momento ovvero quando si deve fare un'attenta valutazione economica dell'investimento tenendo conto anche dei sistemi incentivanti previsti dalla legge.

Capitolo I

Sistemi eolici

1.1 Introduzione

Risulta utile, da subito, fornire un primo sistema di classificazione degli impianti eolici:

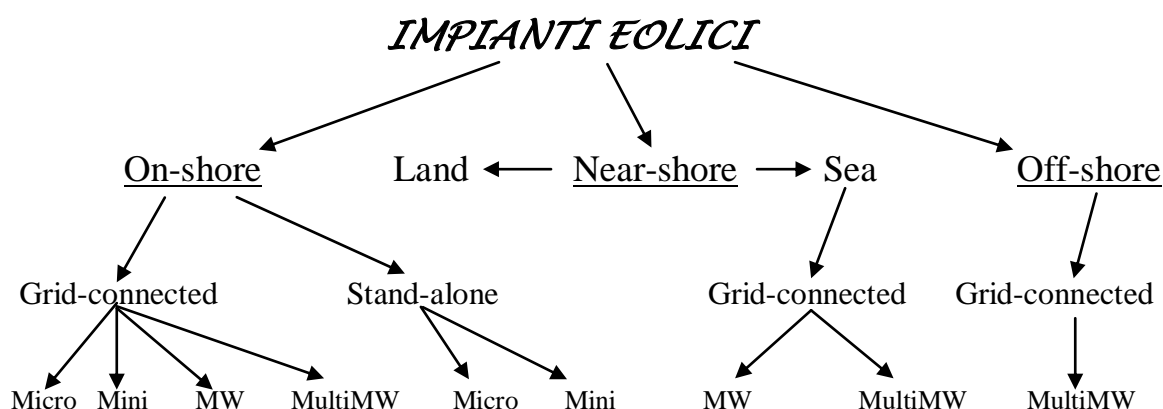


Figura 1.1 – Primo sistema di classificazione di impianti eolici

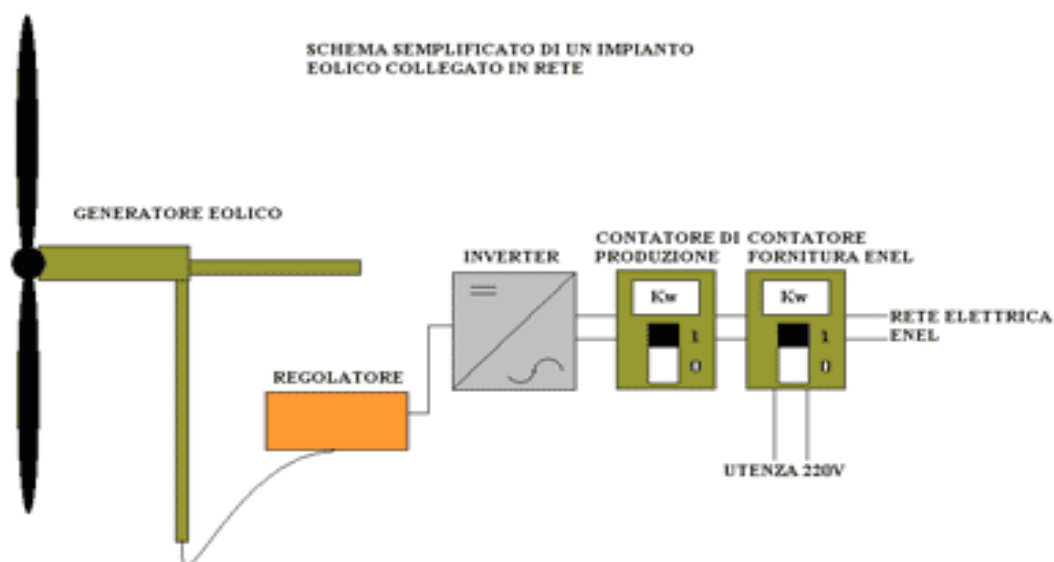
Partendo dalla base dell'albero è possibile riconoscere il terzo livello di classificazione rappresentato da quattro categorie di impianti eolici in funzione della classe di potenza (nominale):

- Micro:** potenza ≤ 20 kW
- Mini:** $20 \text{ kW} < \text{potenza} \leq 100$ kW
- Megawatt:** $100 \text{ kW} < \text{potenza} \leq 1.5$ MW
- Multimegawatt:** potenza > 1.5 MW

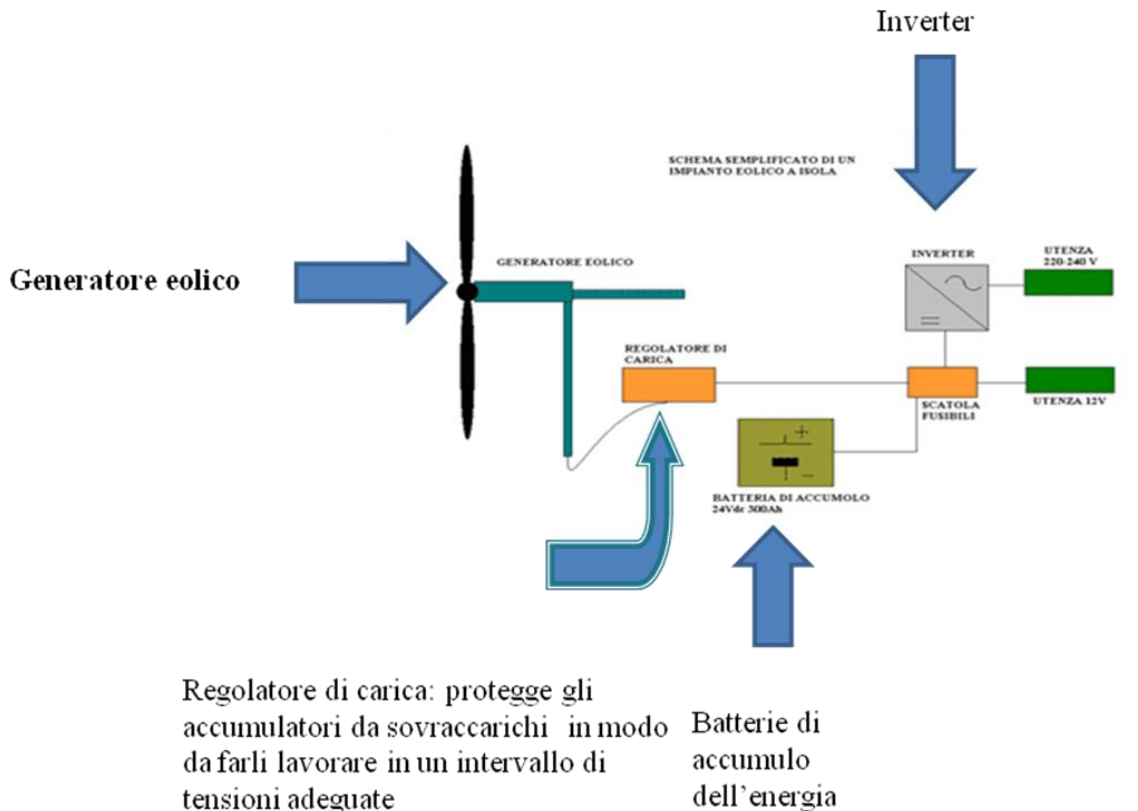
Tale livello è abbastanza flessibile nella misura in cui non esistono limiti di potenza prestabiliti per passare da una classe di potenza all'altra. E' chiaro che l'unione di microaerogeneratori in cluster può dar luogo ad un sistema minieolico così come cluster di miniaerogeneratori e aeromegawatt possono andare a costituire, rispettivamente, impianti megawatt e multimegawatt (windfarm).

Risalendo l'albero, si riconosce il secondo livello di classificazione:

- a) **Grid-connected (connessi alla rete):** in questo caso gli impianti eolici sono direttamente connessi alla rete elettrica di distribuzione, che viene alimentata da centrali elettriche di diversa natura interconnesse tra loro a costituire un sistema elettrico integrato e flessibile: dalle termoelettriche convenzionali, alle centrali nucleari fino agli impianti di generazione elettrica che, come gli impianti eolici, sfruttano risorse rinnovabili (impianti idroelettrici, solari fotovoltaici ecc.). La taglia di potenza per questo tipo di impianti è nel range completo che va dal multimegawatt al micro, quest'ultimo in configurazione grid-connected rappresentato da microturbine connesse in parallelo alla rete elettrica di distribuzione in bassa tensione in alimentazione dei carichi elettrici di utenze domestiche.



- b) **Stand-alone (isolati):** in questo caso gli impianti eolici alimentano una rete elettrica locale di modeste dimensioni a servizio di utenze isolate che non è possibile raggiungere con il sistema integrato di generazione, trasmissione e distribuzione precedentemente descritto. In genere queste applicazioni in isola prevedono l'integrazione dei sistemi eolici con altri sistemi di generazione elettrica dando luogo a sistemi ibridi wind-diesel-FV-hydro dotati di parco batterie; la potenza delle turbine eoliche in queste applicazioni si mantiene entro la taglia minieolico.



Nel primo livello di classificazione dell'albero di fig. 1.1 si riconoscono due macrofamiglie:

a) **On-shore**: sono impianti posizionati su siti terrestri in genere oltre i 3 km di distanza interna dalla più vicina costa, che coprono l'intero range micro-multimegawatt e possono essere sia connessi in rete che isolati in alimentazione su reti locali. Le installazioni on-shore grid-connected rappresentano numericamente la stragrande maggioranza delle installazioni eoliche ma si prevede, in un breve futuro, un forte incremento delle installazioni off-shore grid-connected.

Attualmente il più grande parco eolico on-shore in funzione nel mondo è l'Horse Hollow Wind Energy Center – Texas (USA) con una potenza nominale di circa 736 MW costituito da 291 turbine GE Energy da 1,5 MW e 130 turbine Siemens da 2,3 MW. L'occupazione di territorio è pari a circa 200 km². E' in fase di completamento, sempre negli USA, quello che diventerà il più grande parco eolico on-shore, il Fowler Ridge Wind Farm con una potenza nominale di 750 MW.



Figura 1.2 – *Porzione di Altamont Pass Wind Farm on-shore (USA) – P=606 MW*

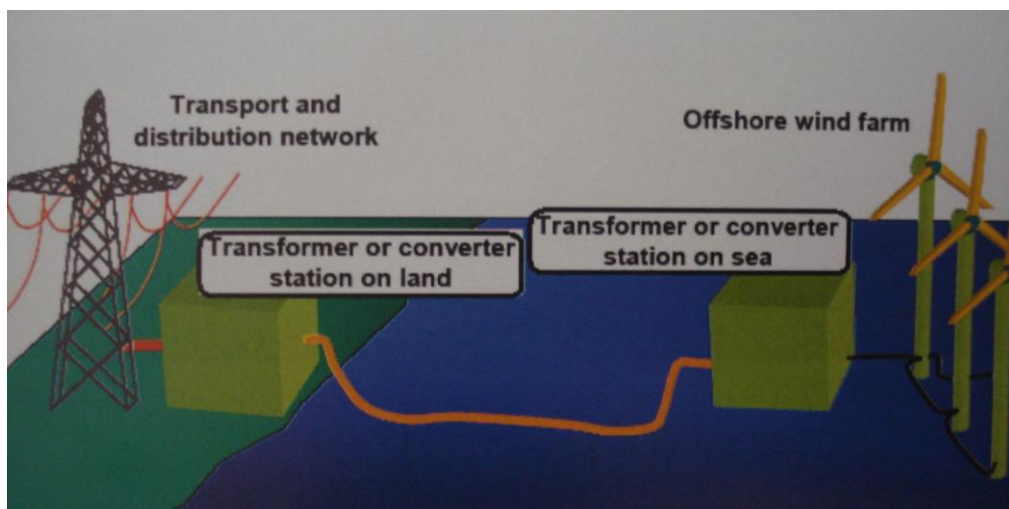
b) **Near-shore:** sono impianti posizionati nell'entroterra con distanze inferiori ai 3 km o sul mare con distanze dalla costa che non superano i 7 – 10 km. Nel caso di impianti collocati sulla terraferma coprono l'intero range micro-multimegaWatt e possono essere sia connessi in rete che isolati in alimentazione su reti locali mentre nel caso di installazioni marine sono tipicamente grid-connected-megaWatt o multimegaWatt.

c) **Off-shore:** sono impianti posizionati in mare con distanza dalla costa oltre i 7 – 10 km, di tipo grid-connected-multimegaWatt. La maggior parte delle installazioni off-shore e near-shore sono situate nei mari del Nord Europa che offrono come vantaggio il fatto di essere caratterizzati da fondali di modeste profondità anche per distanze significative dalla costa. In mare, i regimi ventosi sono relativamente più intensi a causa della minore rugosità superficiale e della mancanza di ostacoli frapposti tra le correnti d'aria e l'installazione eolica. Anche la turbolenza è sensibilmente inferiore rispetto alla terraferma e ciò, sommato ai fattori appena esposti, permette di "pescare" profili di velocità delle correnti d'aria con valori prossimi a quelli del regime di flusso indisturbato anche nella zona dello strato limite. Il tutto si traduce nella possibilità di usare torri di sostegno più basse con diminuzione delle sollecitazioni strutturali a cui sono soggetti gli aerogeneratori e le strutture di ancoraggio ma, soprattutto, nel disporre potenzialmente di un numero di ore equivalenti annue (kWh/kW) superiore rispetto alle installazioni eoliche on-shore.



Figura 1.3 – *Wind farm off-shore*

Le installazioni più recenti, che sono quelle con potenze installate superiori ai 20 MW, utilizzano solitamente turbine eoliche di potenza ≥ 2 MW. Questa è una chiara tendenza di quello che potrebbe accadere nell'immediato futuro nel settore eolico off-shore: fattorie del vento marine con aerogeneratori "dedicati" sempre più potenti e con un numero di macchine utilizzate inferiore, a parità di potenza, per ridurre i costi degli ancoraggi e delle infrastrutture di cablaggio e di interconnessione. Il termine dedicato è in riferimento al fatto che gli aerogeneratori impiegati fino ad oggi sono macchine di origine terrestre adattate all'applicazione in mare aperto; entro il 2020 si prevede la clusterizzazione di aerogeneratori per l'ambiente marino con potenze prossime ai 10 MW per macchina. Molte tecnologie sono allo studio per aumentare la distanza dell'installazione dalla costa così da sfruttare regimi ventosi ancora più energetici e consentire l'installazione degli impianti anche nei mari più profondi. Per contenere le cadute di tensione di linea e quindi le perdite di potenza, questo spostamento ancora più in mare aperto richiederà un innalzamento del livello di tensione con cui viene trasmessa a terra la corrente elettrica nei cavi sottomarini e, quindi, sistemi di trasformazione in mare aperto più costosi.



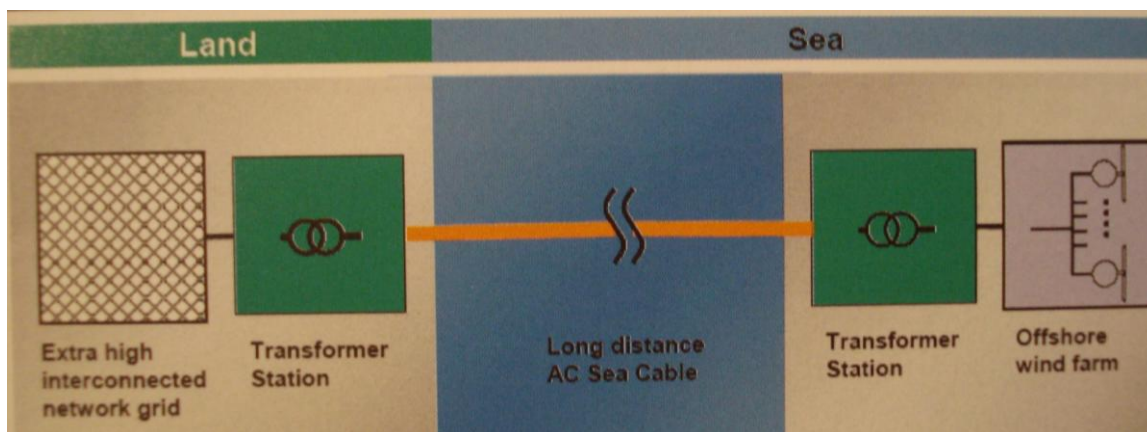


Figura 1.4 – Schema di interconnessione wind farm off-shore – rete elettrica e successiva rappresentazione dell'interconnessione HVAC (High Voltage Alternating Current)

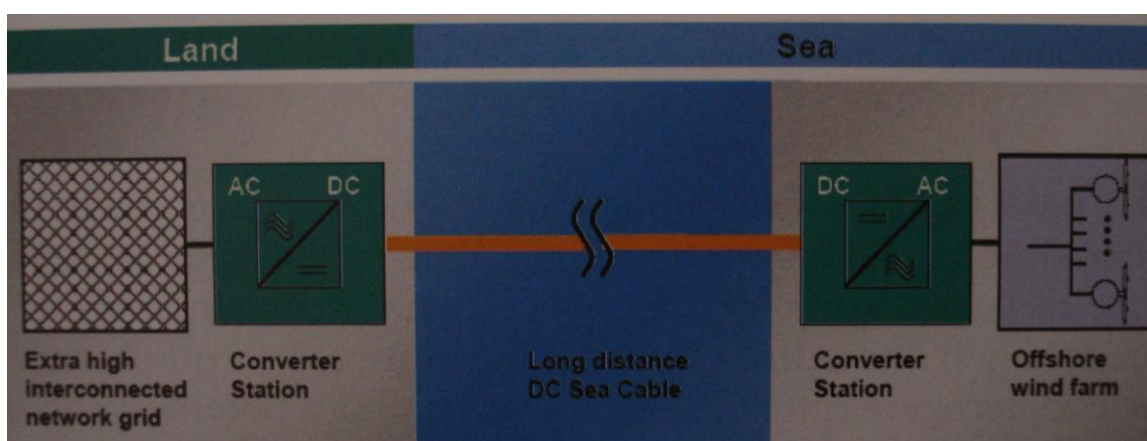


Figura 1.5 – Rappresentazione dell'interconnessione HVDC (High Voltage Direct Current)

La trasmissione della corrente elettrica alternata trifase comporta, oltre che dissipazioni di potenza significative, un notevole utilizzo di materiale di posa e di cablaggio per le interconnessioni; una strada per risolvere questo problema potrebbe essere quella di adottare per la trasmissione dell'energia elettrica nei cavi sottomarini la forma d'onda continua che introduce, però, costi aggiuntivi relazionati al sistema di conversione AC – DC – AC e che risulta essere ancora non competitiva. A tal proposito, il diagramma di figura 1.3 mostra il trade-off tra i costi del sistema di cablaggio HVAC e HVDC in funzione della distanza di trasmissione.

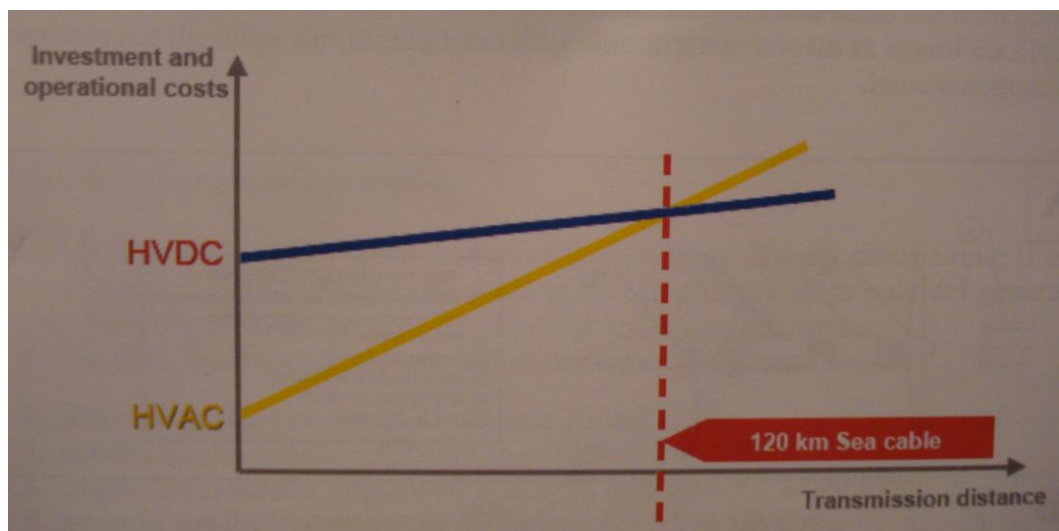


Figura 1.6 – Trade-off tra i costi di sistema del cablaggio HVDC e HVAC in funzione della distanza di trasmissione

Gli obiettivi dichiarati, in termini di potenza nominale installata, dalla European Wind Energy Association nel contesto European RES-E Directive, ammontano a 75000 MW, di cui 10000 MW off-shore entro il 2010, e a 180000 MW di cui 70000 MW off-shore al 2020. Al 1° gennaio 2008 nel contesto europeo l'Italia apporta circa il 5% di potenza nominale installata con i suoi 2726 MW.

1.2 Uso efficiente dell'energia elettrica tramite sistemi superconduttivi a corrente continua

L'obiettivo principale di questo progetto ancora in piena fase di studio è quello di rendere possibile l'integrazione efficiente dell'energia proveniente da fonte rinnovabile (eolica e/o solare fotovoltaica) nella rete di distribuzione della energia elettrica. Ciò viene realizzato mediante una connessione in *corrente continua* tra le sorgenti eolica e/o fotovoltaica e la rete in corrente alternata ed un dispositivo di accumulo della energia. Il sistema può essere realizzato, oltre che con tecnologie convenzionali provate, anche mediante dispositivi superconduttori. L'attività di ricerca in corso è finalizzata alla progettazione di un sistema avente caratteristiche di interesse per la situazione italiana e/o europea confrontando la soluzione convenzionale con la soluzione superconduttiva. E' prevista inoltre la realizzazione di un prototipo del sistema superconduttivo, in scala ridotta di laboratorio, per lo studio sperimentale degli aspetti critici individuati nella fase di progettazione.

❖ Motivazioni scientifiche

Quando si consideri la produzione concentrata di grandi quantità di energia da fonte eolica e/o solare fotovoltaica sorgono alcuni problemi sia di impatto ambientale

(modificazione del paesaggio, grandi superfici impegnate e inquinamento elettromagnetico) che di qualità della energia elettrica prodotta (instabilità della rete, “flicker”). Le considerazioni di carattere ambientale fanno sì che sia possibile installare grandi centrali eoliche e/o fotovoltaiche soltanto in zone scarsamente popolate e che, nonostante le caratteristiche peculiari di queste tecnologie (completa assenza di emissioni di CO₂ e di impoverimento di risorse naturali), esse non vengano accettate dalla popolazione. Una soluzione a questo problema è costituita dal posizionamento degli impianti eolici in mare ad una certa distanza dalla costa (offshore). In questo caso ed in tutti i casi in cui la connessione con la rete in alternata deve essere realizzata in cavo (ad esempio perché considerazioni ambientali non consentono la realizzazione della connessione mediante una linea aerea) la connessione in corrente continua (d.c.) rappresenta una soluzione conveniente, rispetto alla connessione in corrente alternata (a.c.). Per ridurre i fenomeni di instabilità della rete ed il “flicker” legati alle oscillazioni della potenza erogata dai generatori eolici e/o fotovoltaici è necessario introdurre nella rete dispositivi per l’accumulo (elettromagnetico e/o meccanico) dell’energia. Sia per la trasmissione della energia elettrica con la linea in corrente continua, sia per la realizzazione di sistemi di accumulo della energia elettrica, la tecnologia superconduttiva consente di realizzare dispositivi che permettono di *ridurre significativamente* l’energia dissipata nella connessione (sfruttando la capacità dei materiali superconduttori di trasportare la corrente continua senza manifestare perdite per effetto Joule misurabili), ed aumentare la stabilità della rete e la qualità della energia prodotta, realizzando dispositivi di accumulo con perdite ridotte, quali gli SMES o i volani levitati magneticamente mediante cuscinetti superconduttivi.

❖ **Obiettivo del programma di ricerca**

L'obiettivo del programma di ricerca è lo sviluppo degli strumenti necessari alla progettazione di un sistema innovativo per il collegamento alla rete di trasporto e distribuzione della energia elettrica in corrente alternata, di generatori eolici e/o fotovoltaici. Il sistema è costituito principalmente da:

1. una linea di trasmissione in corrente continua;
2. i sistemi di interfaccia fra i generatori eolici e/o fotovoltaici e la linea di trasmissione;
3. uno o più sistemi di accumulo dell’ energia, per stabilizzare il sistema di trasmissione;
4. un inverter per l’interfacciamento della linea in corrente continua con la rete in corrente alternata.

Questo innovativo sistema di produzione dell’energia elettrica può essere realizzato sia utilizzando componenti, sistemi e tecnologie sufficientemente consolidati ed affidabili,

sia mediante componenti innovativi che utilizzano materiali superconduttori, parte dei quali attualmente in fase di sviluppo pre-commerciale. In particolare sono oggetto di studio del presente progetto: un cavo superconduttivo realizzato con materiale superconduttore avente una elevata temperatura di transizione per la realizzazione della connessione in corrente continua; uno SMES da collegare in serie alla linea superconduttiva in corrente continua, un volano levitato mediante cuscinetti magnetici superconduttivi da collegare in parallelo alla linea in corrente continua superconduttiva; un limitatore di corrente superconduttivo per la limitazione delle correnti di cortocircuito. Il progetto di ricerca si propone di valutare la convenienza economica del sistema innovativo di produzione dell' energia elettrica realizzato con componenti superconduttivi rispetto a quello realizzato con tecnologia consolidata, valutando costi di costruzione ed esercizio (tenendo anche conto delle diverse caratteristiche relative alla qualità dell' energia elettrica erogata). Al fine di sperimentare le soluzioni tecnologiche previste nel progetto, nonché di validare la modellizzazione del sistema così come effettuata mediante simulazioni numeriche, ci si propone di realizzare un sistema integrato di dimensioni ridotte. Le dimensioni di tale sistema saranno tali da assicurare la scalabilità delle problematiche ad un sistema di interesse per la rete elettrica nazionale.

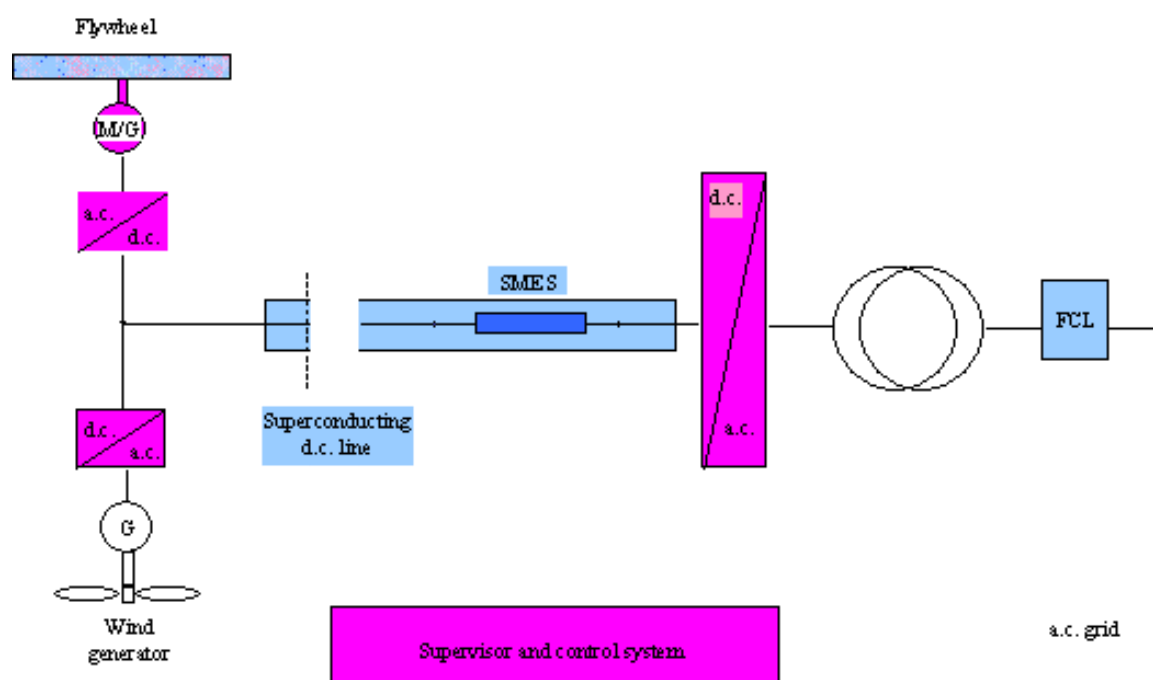
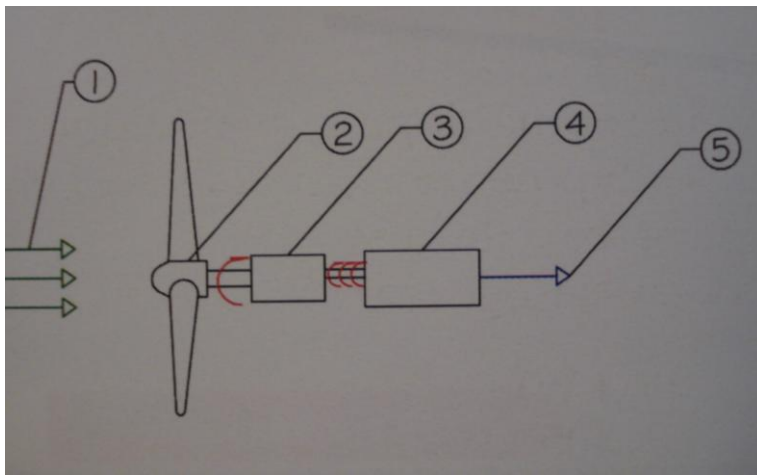


Figura 1.7 – Schema di principio del sistema (in viola i dispositivi a temperature ambiente, in blu i dispositivi superconduttori)

1.3 Tecnologie eoliche e componentistica di sistema

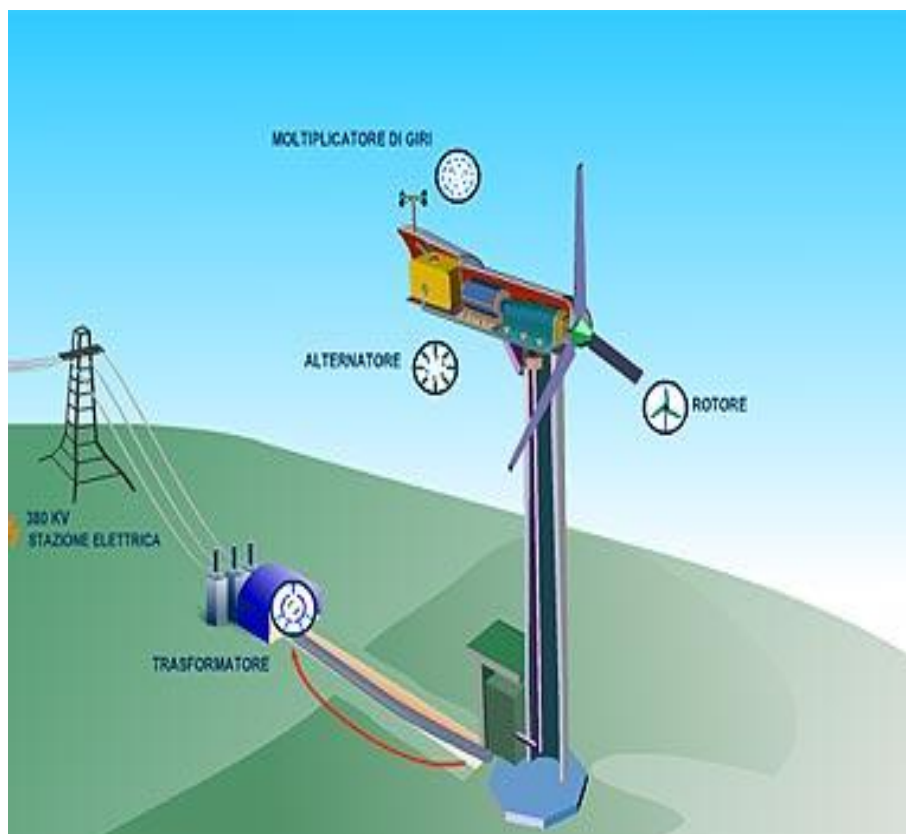
Da alcuni decenni l'uomo studia e migliora le tecnologie eoliche in grado di catturare l'energia posseduta dal vento e convertirla in altra forma, meccanica o elettrica. La conversione avviene con l'uso di macchine classificabili in base alla posizione dell'asse di rotazione, della taglia di potenza, del sistema di generazione elettrica, del sistema di controllo della sopravvelocità, ecc.

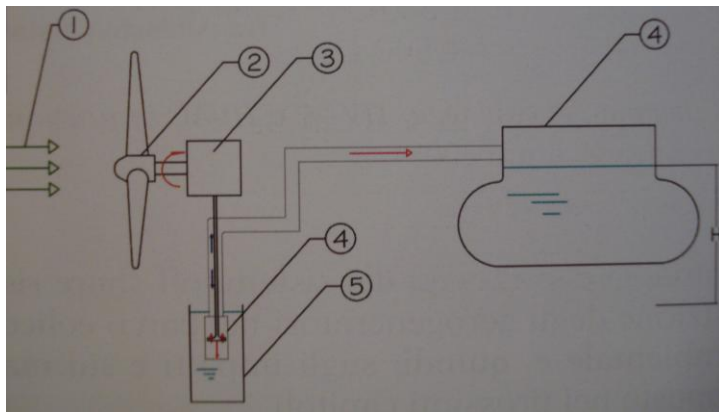
Lo scopo funzionale della macchina individua il primo livello di classificazione: l'insieme della componentistica di sistema, in differenti combinazioni funzionali, da luogo ai diversi sistemi eolici, di cui i principali sono gli aeromotori e gli aerogeneratori.



A) *Aerogeneratore*

- 1) energia eolica
- 2) turbina eolica
- 3) moltiplicatore meccanico
- 4) generatore elettrico
- 5) energia elettrica





B) *Aeromotore*

- 1) energia eolica
- 2) turbina eolica
- 3) organo di trasmissione del moto
- 4) pompa alternativa
- 5) pozzo di pompaggio
- 6) serbatoio di accumulo

Figura 1.8 A e B – *Classificazione dei principali sistemi eolici*

Gli **aeromotori** effettuano la trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica disponibile all'asse di rotazione e, tramite una catena cinematica, azionano pompe o compressori, circuiti oleodinamici, frantumano materiali (mulini) o svolgono altre funzioni tipiche dei motori primi.

Gli **aerogeneratori** invece effettuano invece la conversione dell'energia meccanica del vento in energia elettrica.

Gli aeromotori, oggi sempre più rari, sono macchine di semplice concezione con il pregio di aver contribuito al benessere dell'uomo specialmente in tempi e luoghi remoti dove l'energia del vento era l'unica fonte disponibile.

Oggi il sistema eolico più diffuso è l'aerogeneratore, attualmente indicato come la macchina eolica per definizione.

Il grande problema di questi generatori, come vedremo, non è dato dalla scarsità di energia che le masse d'aria possono fornire, bensì dalla irregolarità che esse hanno. L'energia che le masse d'aria contengono, infatti, non aumenta linearmente con la velocità, ma con andamento esponenziale. Ciò significa che una velocità di 2 m/s produce una pressione sulle pale pari a circa 8 kg/m² mentre se la velocità del vento sale a 3 m/s la pressione salta immediatamente a 27 kg/m², o se la velocità diventa di 4 m/s la pressione arriva a 64 kg/m², e così via. Riflettendo un attimo su questi dati possiamo notare che, se la velocità del vento raddoppia (da 2 a 4 m/s), la pressione sulle pale diventa 23 volte maggiore (da 8 a 64 kg/m²). Se i venti fossero costanti, basterebbe calibrare i mulini sulla pressione esercitata, ma spesso i venti cambiano di direzione e di intensità, passando da raffiche potenti a leggere brezze. Il grande problema quindi, non è captare il vento bensì proteggere l'integrità dell'aerogeneratore, ed in particolare i rotori dei generatori, quando il vento soffia troppo forte o a raffiche, e manovrarlo in modo da tenerlo sempre nella direzione più conveniente. Al primo problema, velocità del vento maggiori della velocità di "cut off", si pone rimedio o facendo in modo che l'angolo d'imbardata delle pale sia nullo, oppure ruotando l'aeromotore in modo che non opponga resistenza al vento. Le altre velocità caratteristiche degli aerogeneratori, oltre alla velocità di "cut off", sono la velocità nominale che è quella che permette al generatore di lavorare

a pieno carico di progettazione; la velocità di “cut in”, che è la velocità minima del vento sotto la quale non vale la pena produrre energia, non si ottiene alcuna potenza dall'aerogeneratore.

La velocità limite, invece, è la velocità di sicurezza, ossia la velocità per la quale l'aerogeneratore è progettato strutturalmente, oltre tale velocità, la resistenza meccanica della struttura può collassare danneggiando irreparabilmente l'aerogeneratore.

In futuro potrebbero identificarsi nuove ed importanti tipologie di utilizzo; sembra plausibile prevedere la diffusione di sistemi di produzione di combustibili come l'idrogeno, ottenibile per mezzo di acqua e dell'energia elettrica prodotta dal sistema eolico. Sistemi del genere non necessitano di infrastrutture elettriche, prestandosi anche allo sfruttamento di zone remote non servite dalla rete di trasmissione nazionale.

1.3.1 Classificazione per taglia

La classificazione per taglia comprende in sé una doppia distinzione: il concetto di taglia risulta stabilito, sia dalla classe di potenza nominale del generatore, sia dalle caratteristiche geometriche del rotore e della torre.

Entrambi i fattori concorrono a determinare aerogeneratori di:

1. **piccola taglia** (rotore di $D < 12$ m e $P < 100$ kW),
2. **media taglia** (rotore di $D < 50$ m e $100 < P < 600$ kW),
3. **taglia intermedia** (rotore circa di $D = 50$ m e $600 < P < 1000$ kW),
4. **grande taglia** (rotore di $D > 60$ m e $P > 1500$ kW).

E' interessante notare come tale classificazione per taglia non possa essere messa facilmente a confronto con quella (più moderna) relativa alla sola classe di potenza nominale.

Ci sono aerogeneratori che, pur presentando uguale diametro, hanno una potenza nominale differente tra loro, in quanto sono progettati per venti di diversa intensità; ciò ci conferma come le due classificazioni non siano facilmente sovrapponibili.

1.3.2 Classificazione per asse di rotazione

Gli aerogeneratori appartengono alla classe di sistemi eolici che effettuano la conversione dell'energia cinetica del vento in energia elettrica (continua o alternata).

Il componente più importante di un aerogeneratore, la turbina (o rotore), può presentare tipologie costruttive e funzionali molto diverse, classificabili in funzione della posizione dell'asse di rotazione in:

1. turbine ad **asse orizzontale** (HAWT = Horizontal Axis Wind Turbine),
2. turbine ad **asse verticale** (VAWT = Vertical Axis Wind Turbine):
 - rotori Darrieus;
 - rotori Savonius;
 - rotori Giromill.

In funzione della tipologia di turbine impiegata l'aerogeneratore presenta caratteristiche operative e prestazionali molto differenti: in particolare gli aerogeneratori di classe megawatt e multi-megawatt sono ad oggi realizzati soltanto con turbine ad asse orizzontale, per sistemi minieolici si osserva una coesistenza delle due tecnologie, infine per sistemi microeolici si osserva una buona diffusione dei sistemi ad asse verticale, maggiormente adatti soprattutto in ambiente urbano per il minore impatto paesaggistico e per la maggiore adattabilità a flussi molto turbolenti, tipici delle installazioni a quote relativamente basse rispetto al livello del terreno o del tetto.



Figura 1.9 – *Turbina eolica ad asse orizzontale*

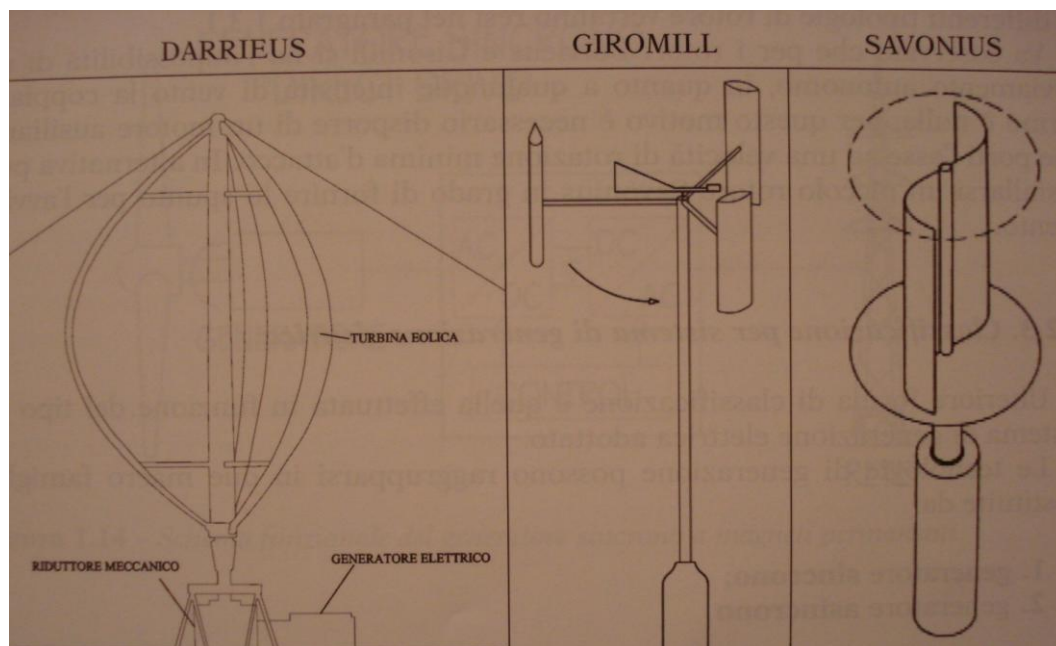


Figura 1.10 – *Turbine eoliche ad asse verticale*

Fra le turbine ad asse verticale il modello più semplice è il rotore Savonius che si compone di due (o quattro) lamiere verticali curvate a semicerchio. E' anche detta "turbina a resistenza" in quanto la coppia motrice sull'asse si genera a causa della differenza di resistenza (attrito) data al vento, da due o più superfici posizionate asimmetricamente rispetto all'asse.



Figura 1.11 – *Esempio di turbina verticale Savonius è l'anemometro a coppe*

Le turbine ad asse orizzontale e quelle ad asse verticale di tipo Darrieus e Giromill (detta anche H - Darrieus) sono dette "turbine a portanza" poiché le superfici disposte al vento presentano un profilo alare aerodinamico in grado di generare una distribuzione di pressione favorevole lungo la superficie della pala e, di conseguenza, una coppia disponibile all'asse nel verso di rotazione della macchina.

Le turbine a portanza hanno maggiore efficienza di quelle a resistenza, in quanto quest'ultime dissipano in attrito una quota non trascurabile dell'energia cinetica posseduta dal vento.

Va osservato che per i rotori Darrieus e Giromill si ha l'impossibilità di un avviamento autonomo, in quanto a qualunque intensità di vento la coppia a fermo è nulla; per questo motivo è necessario disporre di un motore ausiliario che porti l'asse ad una velocità di rotazione minima d'attacco. In alternativa si può installare un piccolo rotore Savonius in grado di fornire lo spunto per l'avviamento.

1.3.3 Classificazione per sistema di generazione elettrica

Ulteriore forma di classificazione è quella effettuata in funzione del tipo di sistema di generazione elettrica adottato.

Le tecnologie di generazione possono raggrupparsi in due macrofamiglie costituite da:

1. generatore **sincrono** - ad avvolgimento
 - a magneti permanenti

2. generatore **asincrono** - a gabbia di scoiattolo
 - ad avvolgimento

Il principio di funzionamento del *generatore sincrono ad avvolgimento* si basa su una spira rotante che taglia il campo magnetico induttore, per cui ai suoi capi risulta disponibile una f.e.m. alternata.

Ai fini della produzione di f.e.m., si può anche tenere fissa la spira collocandola sullo statore e creare invece un campo magnetico rotante mediante una o più coppie di poli (con avvolgimenti).

La frequenza e la tensione ai capi della spira sono proporzionali alla velocità di rotazione del rotore. Infatti se connesso alla rete, per funzionare alla frequenza di quest'ultima, la turbina deve ruotare ad un numero di giri costante e pari a $n=60f/p$; per questo motivo risulta necessario l'uso di un moltiplicatore meccanico.

Questo tipo di generatore è ad oggi quasi scomparso nelle macchine eoliche anche perché la sua efficienza è molto inferiore a quella di aerogeneratori a velocità variabile.

Altra tecnologia è quella utilizzata nel *generatore sincrono a magneti permanenti* detto anche "direct drive" e di cui viene riportato lo schema funzionale.

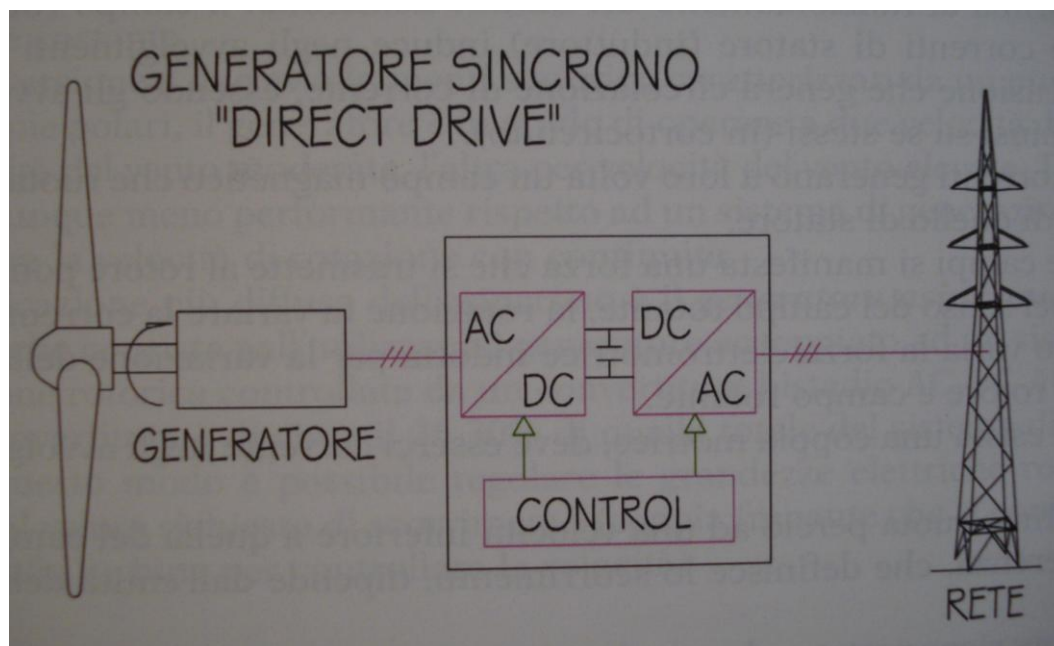


Figura 1.12 – Schema funzionale del generatore sincrono a magneti permanenti

Il generatore sincrono “direct drive”, ovvero senza moltiplicatore di giri, è composto da un generatore a magneti permanenti, accoppiato direttamente alla turbina.

L’energia elettrica generata viene inviata ad un convertitore bistadio AC-DC-AC, che provvede a portare la frequenza e la tensione del generatore, altrimenti variabile in funzione della velocità di rotazione, al valore di rete ed in fase con la rete stessa.

Ovviamente ad un costo minore legato alla scomparsa del moltiplicatore di giri, se ne avrà uno maggiore per l’elevato numero di coppie polari e per la complessità dell’elettronica di potenza.

Essendo quest’ultima una componente tecnologica in grande evoluzione, in special modo per quanto riguarda i costi di mercato, attualmente il generatore “direct drive” risulta essere la soluzione tecnologica più utilizzata negli aerogeneratori di piccola taglia, ma in futuro si avrà probabilmente un’ampia diffusione di tale tecnologia anche per macchine di media e grande taglia.

Il generatore sincrono a magneti permanenti è comunque la soluzione più performante disponibile sul mercato in quanto, per la grande flessibilità del sistema di generazione, è in grado di operare a giri variabili su un ampio campo di velocità.

Come per il generatore sincrono ad avvolgimento, anche il **generatore asincrono a gabbia di scoiattolo**, se collegato alla rete, dovrà ruotare al numero di giri del sincronismo e dunque necessita di un moltiplicatore meccanico e di una eccitazione dalla rete.

Per rendere più comprensibile il funzionamento del generatore asincrono, si pensi dapprima al funzionamento del motore asincrono: il campo rotante prodotto dalle correnti di statore (induttore) induce negli avvolgimenti di rotore (indotto) tensione che genera circolazione di corrente, essendo gli avvolgimenti di rotore chiusi su se stessi (in cortocircuito).

Queste correnti generano a loro volta un campo magnetico che ruota alla stessa velocità di quello di statore. Tra i due campi si manifesta una forza che si trasmette al rotore ponendolo in rotazione nel senso del campo rotante, la rotazione fa variare la corrente di rotore in quanto varia la f.e.m. indotta per la variazione della velocità relativa tra rotore e campo rotante. Affinché esista una coppia motrice, deve esserci corrente negli avvolgimenti di rotore. Quest'ultimo ruota perciò ad una velocità inferiore a quella del campo rotante e la differenza, che definisce lo scorrimento, dipende dall'entità della coppia resistente. Se il rotore viene portato ad una velocità superiore a quella di sincronismo, anziché ad una inferiore, esso si comporta non come motore ma come generatore.

Infine è importante sottolineare che a differenza del generatore sincrono, l'asincrono non produce potenza reattiva, anzi ne assorbe dalla rete e ciò fa sì che debba essere collegato a uno o più banchi di condensatori per compensare tale svantaggio.

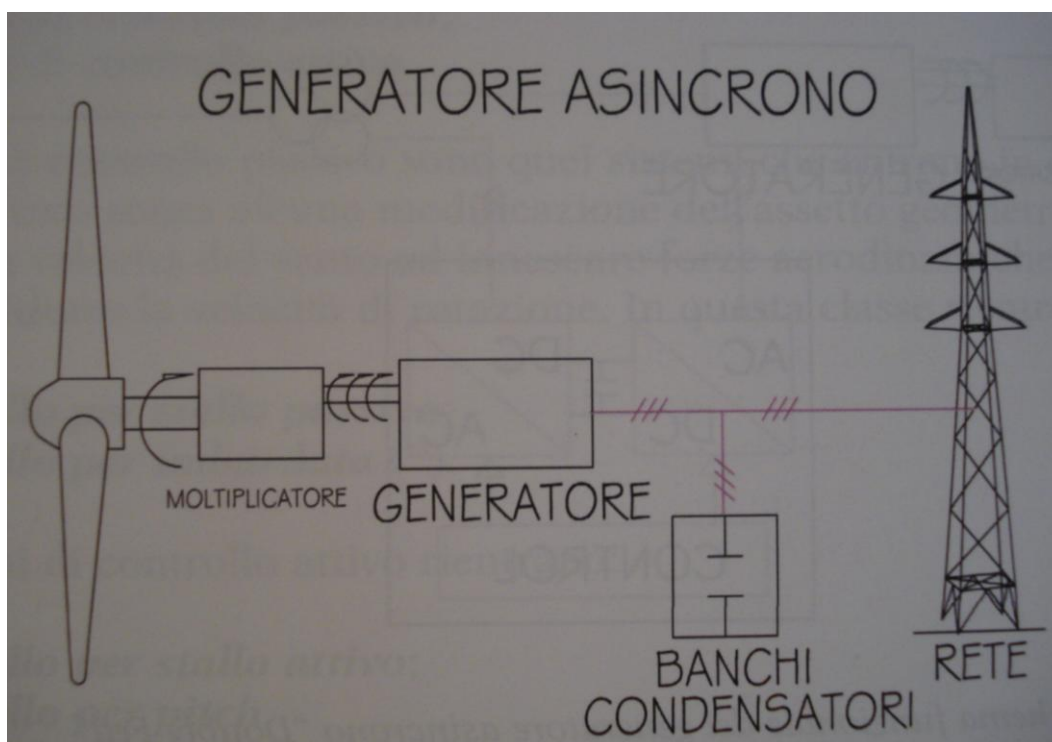


Figura 1.13 – Schema funzionale del generatore asincrono con banco di condensatori per il rifasamento del carico

Oltre a tutti i limiti descritti di tale generatore rimane da dire che il limite più importante che ha fatto sì che ad oggi esso non sia utilizzato in nessuna macchina di media e grande taglia è che debba funzionare a velocità di rotazione sostanzialmente costante.

Nella versione a due avvolgimenti statorici, caratterizzati da un numero diverso di coppie polari, il generatore è in grado di operare a due velocità distinte, una per velocità del vento moderate, l'altra per velocità del vento elevate. Tale soluzione è comunque meno performante rispetto ad un sistema di generazione in grado di adattare la velocità di rotazione con continuità.

L'applicazione più diffusa dell'asincrono è il *generatore asincrono ad avvolgimento* che consiste nell'utilizzo del generatore accoppiato ad un sistema di alimentazione rotorica controllata da un convertitore bistadio AC-DC-AC (la potenza del convertitore è circa il 25-30% di quella totale del sistema di generazione). In questo modo è possibile regolare le grandezze elettriche rotoriche per ottenere il valore richiesto di scorrimento (coppia frenante che si combina con la coppia della turbina per controllare la velocità).

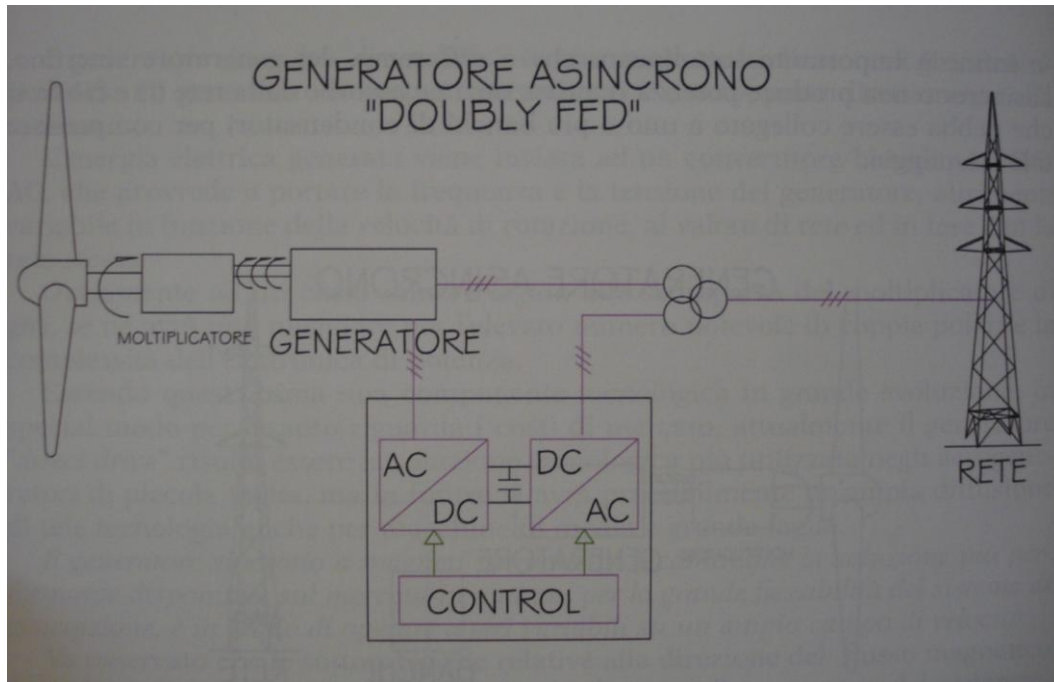


Figura 1.14 – Schema funzionale del generatore asincrono "Doubly Fed"

Tale soluzione tecnologica, molto diffusa negli aerogeneratori di grande taglia, rappresenta un compromesso, in termini di costi e prestazioni, fra il generatore sincrono a magneti permanenti e il generatore asincrono a gabbia di scoiattolo, in quanto è possibile il funzionamento a giri variabili ma in un campo di velocità non molto esteso.

Infatti, considerando il rapporto fra il numero di giri massimo di rotazione (n_{max}) e quello minimo (n_{min}), al fine di valutare la flessibilità operativa dei diversi sistemi di generazione elettrica il rapporto più elevato si ottiene con la soluzione del generatore sincrono a magneti permanenti per il quale vale $n_{max}/n_{min} > 3$.

1.3.4 Classificazione per sistema di controllo della sopravvelocità

La classificazione dei sistemi di controllo della sopravvelocità può essere raggruppata in due grandi categorie:

1. Sistemi di **controllo passivo**;
2. Sistemi di **controllo attivo**.

I sistemi di controllo passivo sono quei sistemi che entrano in azione spontaneamente ovvero senza alcuna modificazione dell'assetto geometrico della pala.

E' la stessa velocità del vento ad innescare forze aerodinamiche o meccaniche in grado di ridurre la velocità di rotazione. In questa classe rientrano:

- I. **Controllo per stallo passivo**;
- II. **Controllo per imbardata** (solo per turbine ad asse orizzontale).

Nei sistemi di controllo attivo rientrano:

- I. **Controllo per stallo attivo**;
- II. **Controllo per pitch**.

Nei sistemi di controllo per stallo, al fine di ridurre la portanza aerodinamica sulla pala, si agisce sull'angolo di attacco per muovere dalla condizione di progetto ad una di minore portanza, aumentando l'angolo di incidenza e quindi mandando in stallo il profilo alare.

Questo può avvenire sia per riduzione del rapporto fra la velocità tangenziale del profilo e la velocità del vento (si parlerà in questo caso di stallo passivo) che per variazione diretta dell'angolo di attacco ruotando le pale intorno al proprio asse longitudinale e di conseguenza variando l'angolo di attacco del profilo (stallo attivo).

Il "*pitch control*", o "regolazione del passo", è del tutto analogo allo stallo attivo (entrambi rientrano nei sistemi di controllo attivi) con la differenza che la riduzione di portanza aerodinamica sulla pala si ottiene riducendo l'angolo di incidenza e quindi senza mandare in stallo il profilo.

I sistemi di controllo per imbardata, infine, prevedono una limitazione della potenza conseguenziale alla rotazione della navicella così da tenere il rotore in una direzione non più ortogonale al flusso.

Tale sistema di controllo "*yaw controlled*" è in genere utilizzato solo per impianti di microgenerazione con turbine ad asse orizzontale.

Va osservato che il sistema di controllo per stallo passivo è l'unico metodo di regolazione della potenza disponibile per turbine ad asse orizzontale. Tale tecnologia consente regolazioni meno precise rispetto ai sistemi attivi e non può prescindere dall'utilizzo di freni meccanici o aerodinamici atti ad arrestare il rotore in caso si voglia interrompere il funzionamento dell'aerogeneratore in presenza di vento.

Al contrario i sistemi di controllo attivo (*pitch, active stall*) sono in grado di modificare l'angolo di incidenza della pala e quindi assolvono anche alla funzione di freno

(orientando il profilo aerodinamico in posizione di bandiera), rendendo superflui dei sistemi di frenatura aggiuntivi. Questa soluzione tecnologica, più costosa e precisa, è di solito adoperata su sistemi di classe megawatt e multimegawatt, essendo sempre possibili delle eccezioni.

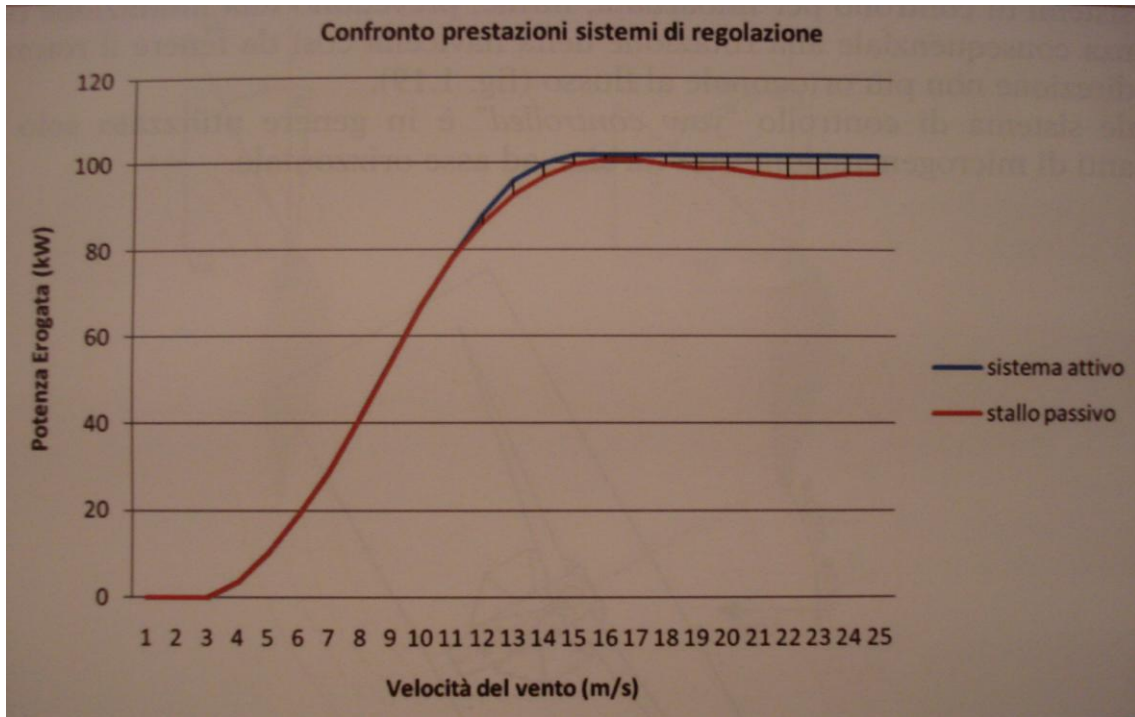


Figura 1.15 – Andamento tipico curva di potenza per aerogeneratori controllati con sistemi attivi rispetto a sistemi passivi

Capitolo II

Valutazione del potenziale energetico

2.1 Il vento

Il vento è il movimento di masse d'aria, rispetto alla superficie terrestre, generato dalle differenze di densità fra zone diverse. E' indubbio, infatti, che un corpo di densità minore o "più leggero" per il principio di Archimede tenda a galleggiare qualora immerso in un fluido dalla densità più elevata. Questo effetto, che appare evidente se associato ad un pezzo di legno immerso in acqua, va pensato anche tra fluidi, ne è un esempio evidente il moto ascensionale del fumo caldo di una sigaretta. Le differenze di densità vengono generate da differenze di temperatura tra masse d'aria contigue, le masse più calde hanno infatti densità minore e il loro moto ascensionale crea delle zone di bassa pressione che "aspirano" aria dalle zone circostanti a pressione maggiore. Questo fenomeno può avvenire su più scale di spazio e tempo e il riscaldamento differenziale delle masse d'aria può avere cause diverse, come la differente insolazione, la differente riflessività del suolo o la differente capacità termica del suolo. Su scala di spazio locale un esempio tipico è quello della brezza marina: di giorno, per via della minore capacità termica, la radiazione solare riscalda più rapidamente le terre emerse rispetto al mare, e questo porta per i principi fisici già discussi, ad un flusso d'aria dal mare verso la terra, mentre di notte il verso si inverte poiché la terra si raffredda più rapidamente. Questi effetti termici possono anche essere pensati su scala planetaria, fra continenti ed oceani, oppure tra zone a diverse latitudini (pertanto caratterizzate da un livello di irraggiamento differente nell'arco della giornata) e/o a diverse longitudini (pertanto caratterizzate da un medesimo livello di irraggiamento ma in tempi diversi). Qualora si ragionasse in scala globale diventano inoltre rilevanti gli effetti della rotazione terrestre, pertanto il flusso d'aria non segue la direzione che congiunge le zone di alta pressione a quelle di bassa pressione, come sarebbe istintivo pensare, ma viene deviato dall'accelerazione di Coriolis. Questo effetto è tanto più rilevante quanto più ci si avvicina all'equatore, essendo maggiore la distanza dall'asse di rotazione, e porta alla formazione locale di vortici di vento che sono orari nell'emisfero nord (anticicloni) ed antiorari nell'emisfero sud (cicloni). Gli effetti descritti dimostrano la complessità del problema, che assume dimensioni ancora maggiori introducendo altre variabili significative come le condizioni meteorologiche e quelle orografiche. La complessità dei fenomeni all'origine del vento porta inevitabilmente ad affermare che ogni previsione di dettaglio della ventosità, e dunque del potenziale energetico di un sito, sede di un parco eolico, debba essere sempre e comunque basata su almeno un rilievo anemometrico in campo di durata pari ad un anno, mentre, alle previsioni ottenute con l'utilizzo di modelli fluidodinamici di simulazione su macroscale, va riconosciuto soltanto valore indicativo ai fini di uno screening dei potenziali siti eolici.

2.1.1 Analisi statistica del vento

Una classificazione dell'intensità del vento può essere effettuata in base alla scala Beaufort e introdotta dall'ammiraglio britannico Francis Beaufort (1774 - 1857) per caratterizzare le condizioni di ventosità in mare aperto.

Forza	Descrizione	Velocità del vento	Stato del mare
0	Calma	0,0-0,2	Bonaccia, mare calmo liscio come l'olio
1	Bava di vento	0,3-1,5	Sulla superficie si formano piccole increspature senza tracce di schiuma
2	Brezza leggera	1,6-3,3	Le onde sono piccole, evidenti ma corte e non rompono
3	Brezza tesa	3,4-5,4	Più lunghe delle precedenti, le onde possono avere piccole creste che iniziano a rompersi e creare biancori di schiuma
4	Vento moderato	5,5-7,9	Onde conformi costanti che mostrano creste che frangono
5	Vento teso	8,0-10,7	Le onde si allungano anche se moderate e le creste si ripetono con qualche spruzzo
6	Vento fresco	10,8-13,8	Nascono le prime onde grosse, con creste che hanno una dimensione maggiore e che biancheggiano (cavalloni)
7	Vento forte	13,9-17,1	Movimento più intenso del mare con onde più lunghe che crescono e la schiuma viene sollevata dal vento
8	Burrasca	17,2-20,7	Onde più alte e più lunghe che cominciano a rompere nella parte apicale e gli spruzzi sono strappati dal vento
9	Burrasca forte	20,8-24,4	Le onde sono alte e le creste rotolano su se stesse con spruzzi che si sollevano
10	Tempesta	24,5-28,4	Le onde molto alte hanno creste e schiuma che si mescolano sotto la spinte del vento, il mare biancheggia rotolando
11	Tempesta violenta	28,5-32,6	Le onde sono altissime e il mare è tutto una schiuma, con il vento che crea un perpetuo pulviscolo
12	Uragano	32,7 e oltre	Le onde enormi sono coperte dagli spruzzi e il mare biancheggia con vento di velocità crescente

Tabella 2.1 – Scala Beaufort della forza del vento

L'intensità del vento è variabile nel tempo e questo porta necessariamente alla trattazione statistica del fenomeno, basata sull'elaborazione di un numero elevato di rilievi. Senza entrare nel dettaglio delle modalità di rilievo, qualora sia disponibile un numero elevato di dati può introdursi il concetto di velocità media e di probabilità del vento. La velocità media sarà definita, per una funzione continua dalla relazione:

$$v_{med} = 1/T \int_0^T v(t) dt$$

dove T è il periodo di osservazione.

Nel caso reale non si hanno mai a disposizione funzioni continue ma sempre un numero discreto di rilievi N , dai quali ricavare le condizioni medie con la relazione:

$$v_{med} = 1/N \sum_{j=1}^N v_j$$

dove v_j è la velocità misurata per il rilievo j -esimo.

Dal punto di vista della qualificazione anemologica di un sito la velocità media non è un parametro sufficiente a determinare lo stato di ventosità dell'area, pertanto deve essere introdotto il diagramma di frequenza ore-vento, strettamente legato al concetto di probabilità del vento. Suddividendo il dominio di velocità del vento in bande (di ampiezza tipicamente 0,5 o 1 m/s) per ciascun intervallo di osservazione si può rapportare il tempo in cui si è osservato il fenomeno rispetto al periodo totale di osservazione T . Dal punto di vista matematico la probabilità che il vento spiri ad una velocità compresa tra una velocità minima v_{min} ed una velocità massima v_{max} è data da:

$$f_{v_{min} < v < v_{max}} = N_j/N$$

dove N_j è il numero di osservazioni in cui la velocità misurata risulta compresa nell'intervallo tra la velocità minima v_{min} e la velocità massima v_{max} ed N è il numero totale di rilievi. Un esempio di distribuzione frequenza ore-vento è riportata in figura 2.1, ove il primo istogramma indica la probabilità che il vento sia compreso fra 0 e 0,25 m/s (condizione di calma), il secondo indica la probabilità che il vento sia compreso fra 0,25 e 0,75 m/s e così via per intervalli di 0,5 m/s. Nel grafico si nota anche un picco di probabilità pari al 7,3% nell'intervallo 3,25-3,75 m/s. Tale distribuzione ha in genere un andamento a campana asimmetrica rispetto al picco di velocità, ma possono anche riscontrarsi distribuzioni a due picchi (fig. 2.2) o distribuzioni decrescenti tipiche dei siti caratterizzati da un'elevata frequenza di calma di vento (fig. 2.3).

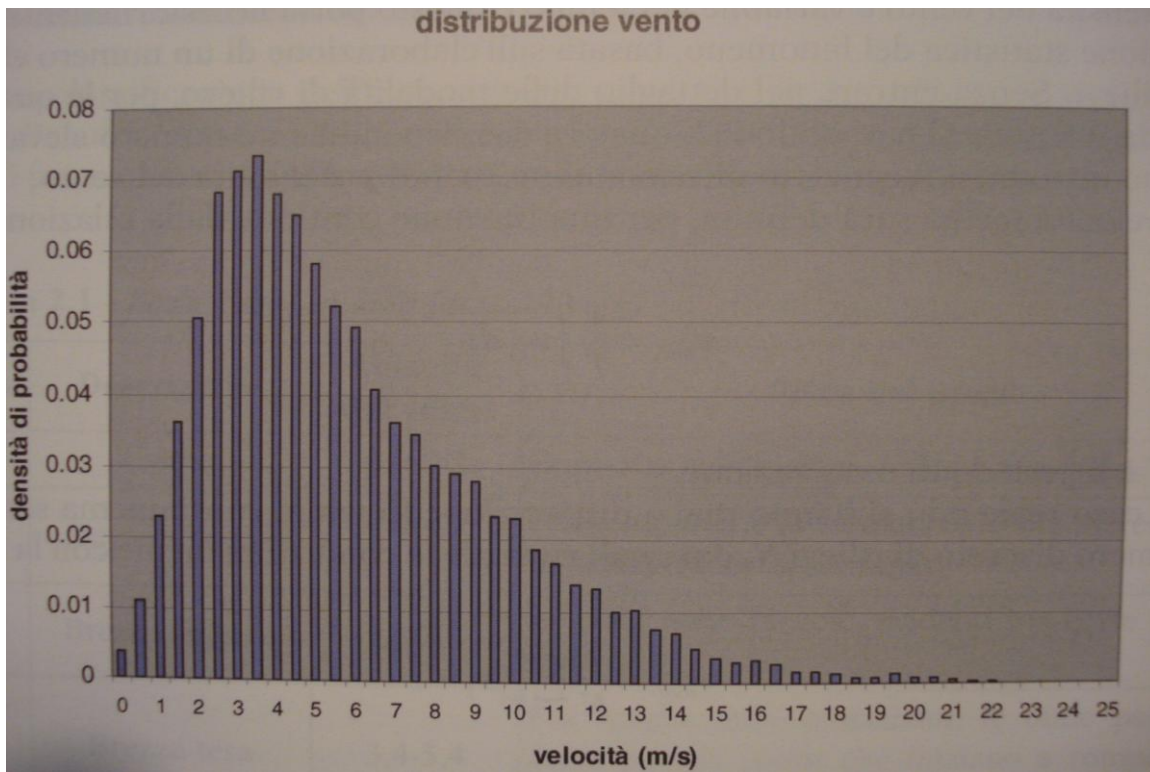


Figura 2.1 – Esempio di distribuzione tipica frequenza ore-vento

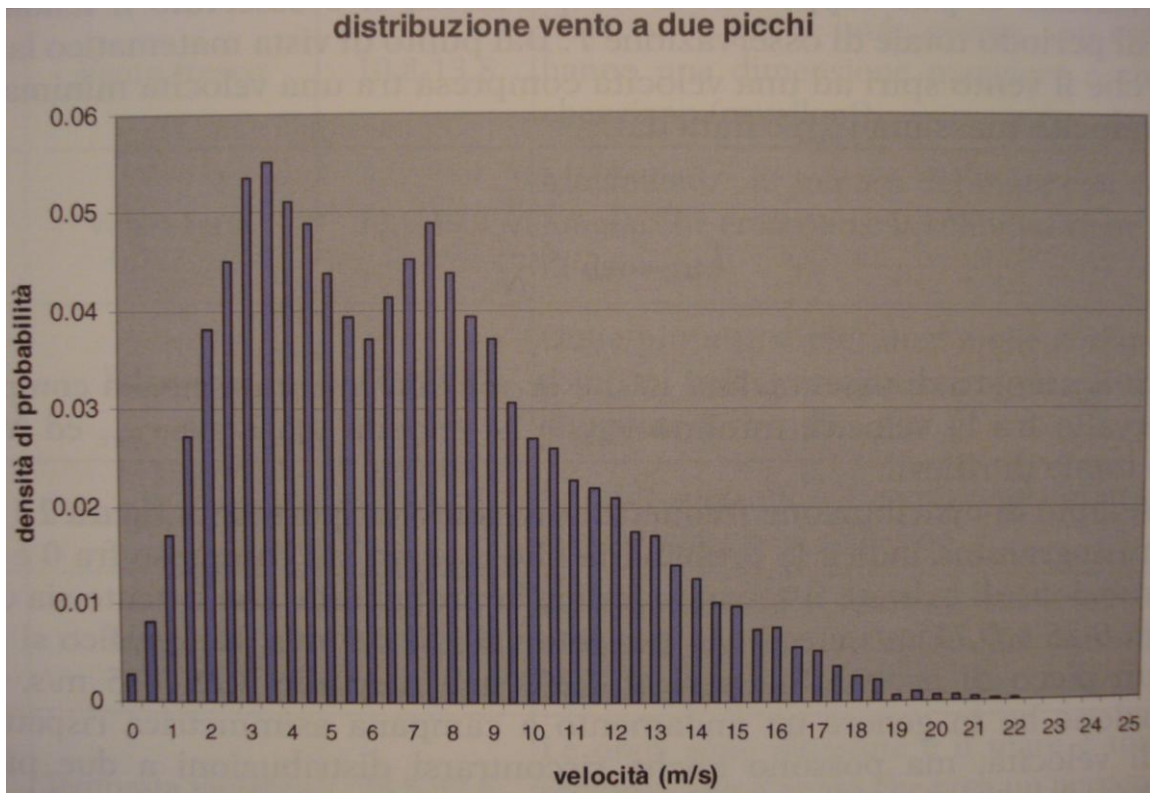


Figura 2.2 – Esempio distribuzione frequenza ore-vento a due picchi

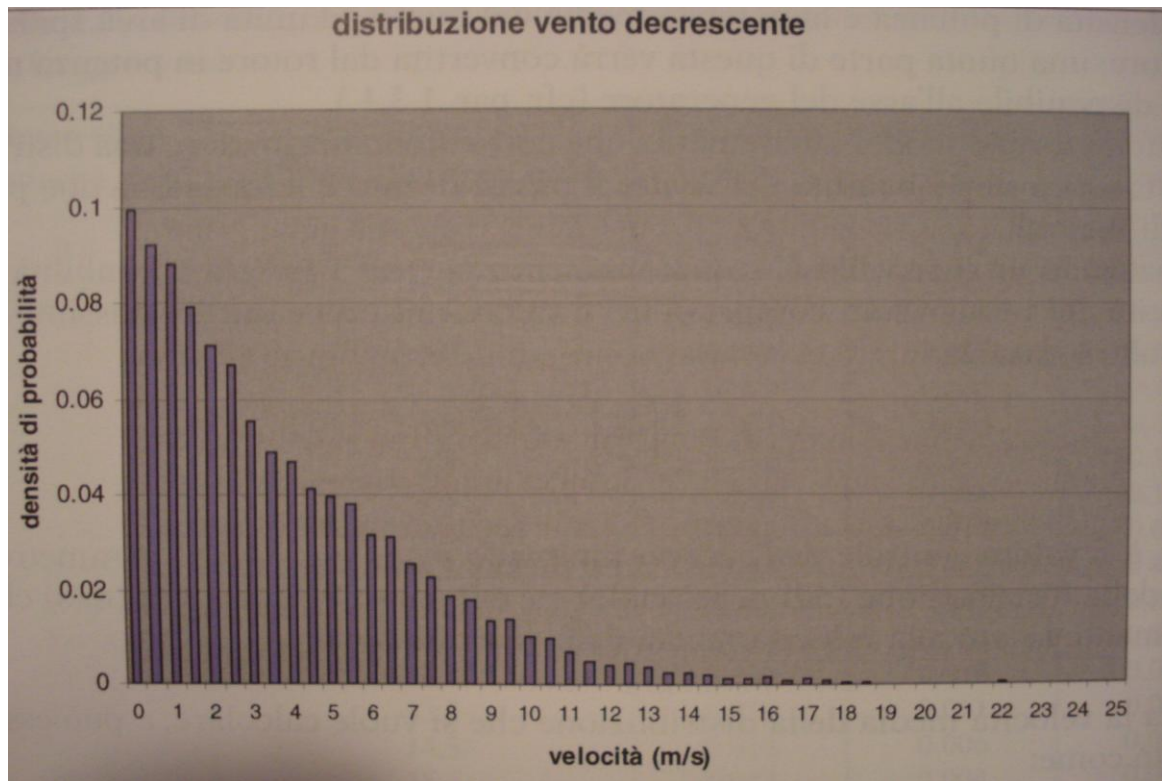


Figura 2.3 – Esempio distribuzione frequenza ore-vento decrescente

La distribuzione ha le seguenti proprietà:

$$\sum_i f_i = 1 \quad ; \quad v_{med} \approx \sum_i (f_i v_i)$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$:

$$v_i = [(v_{max} + v_{min})/2]_i$$

Da un punto di vista concettuale le formule esprimono che la somma delle probabilità è pari ad 1 (la probabilità che il vento abbia velocità compresa tra 0 m/s e infinito è pari al 100%), mentre la velocità media può essere stimata con buona precisione sommando i valori centrali di velocità utilizzati per il campionamento, pesati rispetto alle probabilità caratteristiche di ciascun intervallo. A una riduzione dell'intervallo di campionamento (negli esempi precedenti: intervallo di campionamento = 0,5 m/s) aumenta l'accuratezza della stima del valor medio e per un intervallo di campionamento che tende a zero la stima della velocità media è esatta. Questo evidenzia come la distribuzione frequenza ore-vento contenga già, al suo interno, l'informazione sulla velocità media del vento oltre a contenere le informazioni circa la sua distribuzione.

Risulta importante, inoltre, definire la densità di potenza come:

$$p = \sum_i \rho f_i (v_i^3/2)$$

La densità di potenza è la potenza media del flusso ad unità di area spazzata dal rotore: una quota parte di questa verrà convertita dal rotore in potenza meccanica disponibile all'asse del generatore.

Esistono diversi modelli matematici che consentono di simulare una distribuzione statistica di probabilità del vento; il più utilizzato è il modello a due parametri di Weibull. Utilizzando un intervallo di campionamento pari ad 1 m/s, la probabilità che la velocità del vento risulti compresa tra il valore minimo e quello massimo dell'intervallo è data da:

$$f_i = k/c (v_i/c)^{k-1} e^{-(v_i/c)^k}$$

dove v_i è il valore centrale dell' i -esimo intervallo $v_{min} - v_{max}$, k è il parametro di forma della distribuzione (adimensionale) e c è il parametro di scala (m/s) che è strettamente legato alla velocità media della distribuzione.

Data la velocità media della distribuzione che si vuole calcolare, c può essere ricavato come:

$$c = v_{med} / \Gamma(1 + 1/k)$$

dove Γ (gamma) è un operatore che corrisponde all'integrale standard della funzione gamma:

$$\Gamma(x) = \int_0^{\infty} y^{x-1} e^{-y} dy$$

Tale integrale non può essere risolto in forma chiusa ma soltanto numericamente; a tal fine molti programmi di calcolo (tra cui Microsoft Excel) mettono a disposizione delle utilità che restituiscono il valore dell'operatore gamma in funzione della variabile x ; si noti che per la determinazione della distribuzione di Weibull:

$$x = (1 + 1/k)$$

Esistono anche delle relazioni approssimate per la determinazione del valore restituito dall'operatore gamma per i valori di k compresi fra 1 e 4, tra cui una delle più utilizzate risulta essere:

$$\Gamma(1 + 1/k) = (0,57 + 0,43/k)^{1/k}$$

L'utilizzo delle relazioni matematiche descritte consente la determinazione delle curve di frequenza ore-vento simulate con il modello di Weibull, riportate in tabella 2.2 ed in figura 2.4 per una distribuzione in cui $v_{med} = 6\text{m/s}$ e $k = 1, 2, 3$ e riportate in tabella 2.3 ed in figura 2.5 per una distribuzione in $k = 2$ e $v_{med} = 5, 6, 7\text{ m/s}$.

Intervallo di velocità (m/s)	Valore centrale della distribuzione (m/s)	Probabilità k = 1	Probabilità k = 2	Probabilità k = 3
0-1	0,5	0,153	0,022	0,002
1-2	1,5	0,130	0,062	0,022
2-3	2,5	0,110	0,095	0,059
3-4	3,5	0,093	0,117	0,105
4-5	4,5	0,079	0,126	0,148
5-6	5,5	0,067	0,124	0,173
6-7	6,5	0,056	0,113	0,169
7-8	7,5	0,048	0,096	0,138
8-9	8,5	0,040	0,077	0,094
9-10	9,5	0,034	0,058	0,053
10-11	10,5	0,029	0,041	0,024
11-12	11,5	0,025	0,028	0,009
12-13	12,5	0,021	0,018	0,002
13-14	13,5	0,018	0,011	0,001
14-15	14,5	0,015	0,006	0,000
15-16	15,5	0,013	0,004	0,000
16-17	16,5	0,011	0,002	0,000
17-18	17,5	0,009	0,001	0,000
18-19	18,5	0,008	0,000	0,000
19-20	19,5	0,006	0,000	0,000
20-21	20,5	0,005	0,000	0,000
21-22	21,5	0,005	0,000	0,000
22-23	22,5	0,004	0,000	0,000
23-24	23,5	0,003	0,000	0,000
24-25	24,5	0,003	0,000	0,000

Tabella 2.2 – *Distribuzione di probabilità del vento in funzione del parametro di distribuzione k, $v_{med} = 6\text{m/s}$*

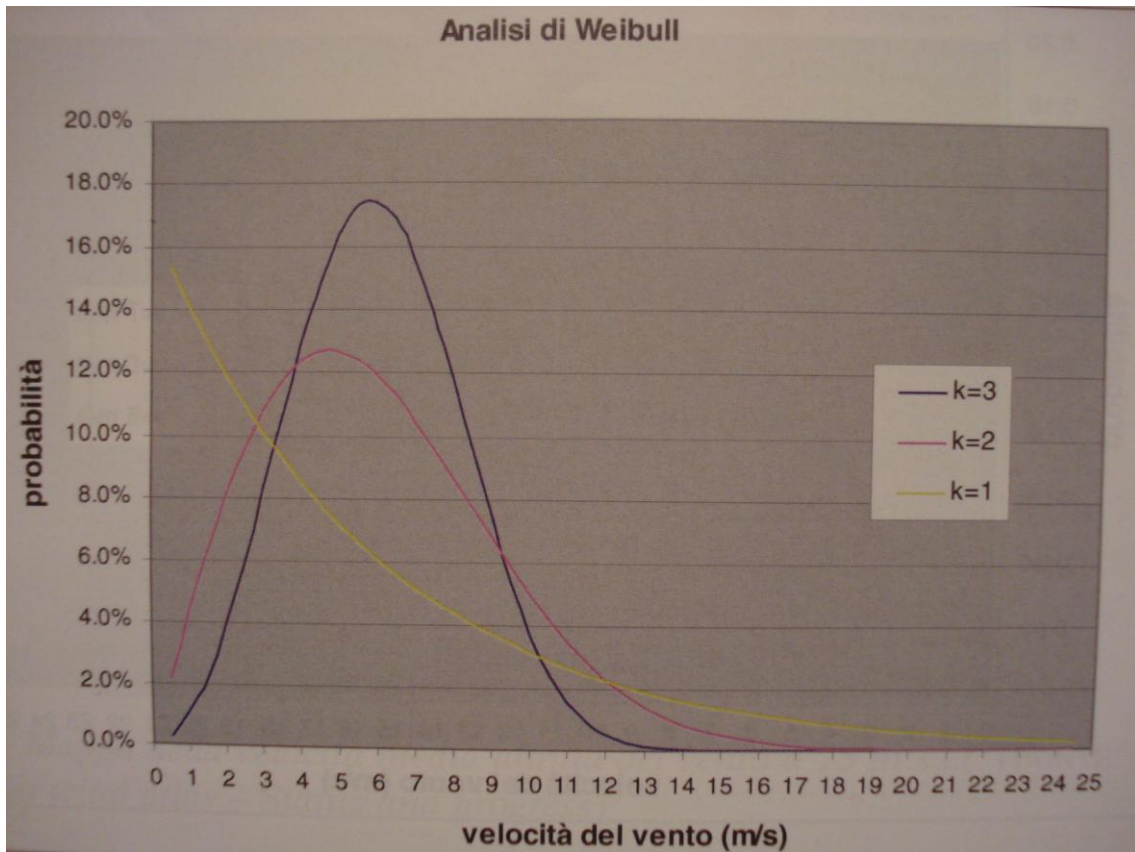


Figura 2.4 – Distribuzione di probabilità del vento in funzione del parametro di distribuzione k , $v_{med} = 6\text{m/s}$

Intervallo di velocità (m/s)	Valore centrale della distribuzione (m/s)	Probabilità $v = 5\text{ m/s}$	Probabilità $v = 6\text{ m/s}$	Probabilità $v = 7\text{ m/s}$
0-1	0,5	0,05	0,03	0,02
1-2	1,5	0,13	0,09	0,06
2-3	2,5	0,18	0,13	0,10
3-4	3,5	0,19	0,15	0,12
4-5	4,5	0,16	0,15	0,13
5-6	5,5	0,12	0,13	0,12
6-7	6,5	0,08	0,11	0,11
7-8	7,5	0,05	0,08	0,10
8-9	8,5	0,02	0,06	0,08
9-10	9,5	0,01	0,04	0,06
10-11	10,5	0,00	0,02	0,04
11-12	11,5	0,00	0,01	0,03
12-13	12,5	0,00	0,01	0,02
13-14	13,5	0,00	0,00	0,01
14-15	14,5	0,00	0,00	0,01

15-16	15,5	0,00	0,00	0,00
16-17	16,5	0,00	0,00	0,00
17-18	17,5	0,00	0,00	0,00
18-19	18,5	0,00	0,00	0,00
19-20	19,5	0,00	0,00	0,00
20-21	20,5	0,00	0,00	0,00
21-22	21,5	0,00	0,00	0,00
22-23	22,5	0,00	0,00	0,00
23-24	23,5	0,00	0,00	0,00
24-25	24,5	0,00	0,00	0,00

Tabella 2.3 – Distribuzione di probabilità del vento in funzione della velocità media, $v_{med} = 5, 6, 7 \text{ m/s}$, $k = 2$

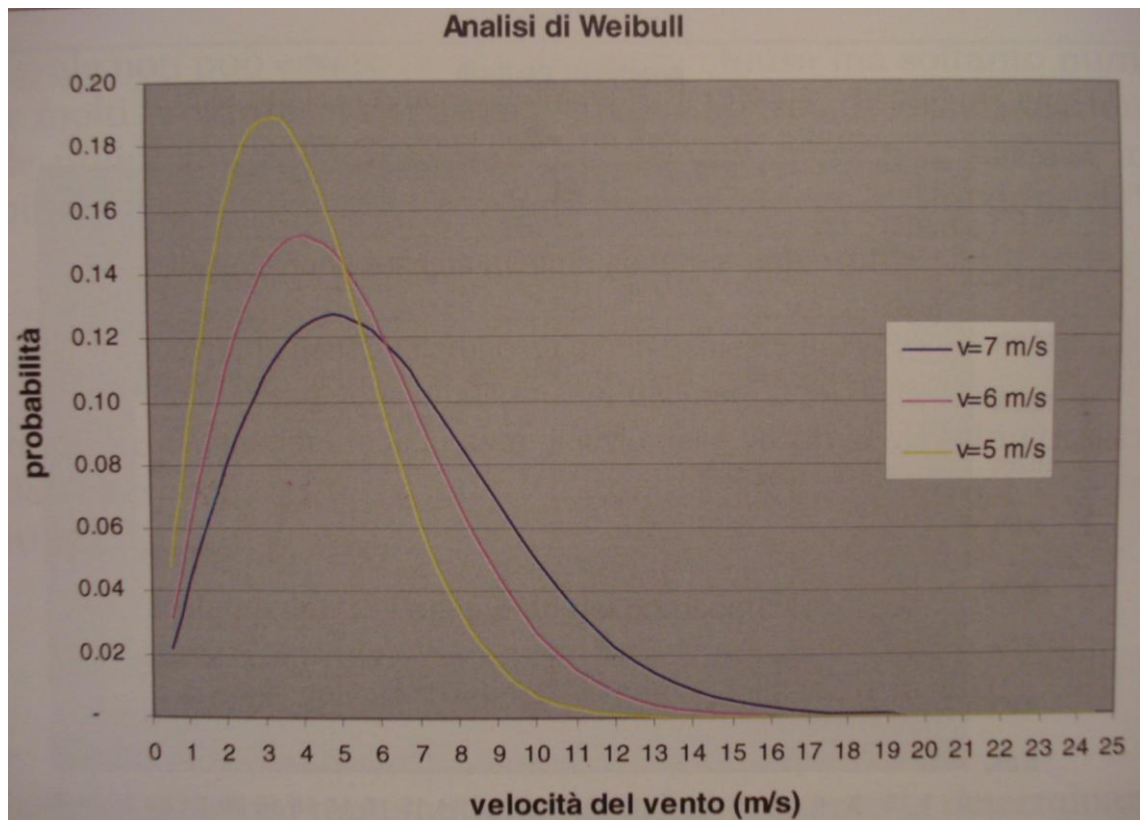


Figura 2.5 – Distribuzione di probabilità del vento in funzione della velocità media, $v_{med} = 5, 6, 7 \text{ m/s}$, $k = 2$

2.1.2 Potenziale eolico italiano

L'analisi di Weibull consente di ricavare una distribuzione di frequenza ore-vento, noti che siano la velocità media del vento ed il parametro di distribuzione k .

Il parametro di distribuzione k ha in genere valori di 1-1,5 per le aree montuose ed urbane che sono caratterizzate da venti molto irregolari, valore prossimo a 2 per le zone costiere caratterizzate da brezze di frequenza giornaliera e valori superiori a 2,5 per le zone caratterizzate da venti molto regolari (zone caratterizzate da clima aliseo-monsoonico).

Per impianti da installarsi in Italia una valutazione sommaria dei parametri di velocità media del vento e di distribuzione k possono desumersi con l'utilizzo dell'atlante eolico, realizzato dal CESI in collaborazione con l'Università di Genova e la società Tecnogaia, che ha curato l'esecuzione dei rilievi anemometrici in campo. Il territorio italiano è stato suddiviso in 24 aree geografiche, parzialmente sovrapposte tra loro, di dimensioni dell'ordine di $200 \times 200 \text{ km}^2$. Le simulazioni sono state eseguite separatamente per ciascuna area, con composizione finale dei risultati. Gli input relativi all'orografia e alla copertura del terreno sono stati costruiti utilizzando i database dell'U.S. Geological Survey (USGS). E' stato definito un elenco di 240 stazioni anemometriche sui quali dati è stato condotto in modo completo il processo di adattamento della mappa. I dati di ciascuna stazione selezionata sono stati elaborati in particolare per ottenere la miglior stima del valor medio di lungo periodo della velocità del vento nel punto stazione, cioè nel punto di posizionamento dell'anemometro, insieme con una stima della rispettiva incertezza.

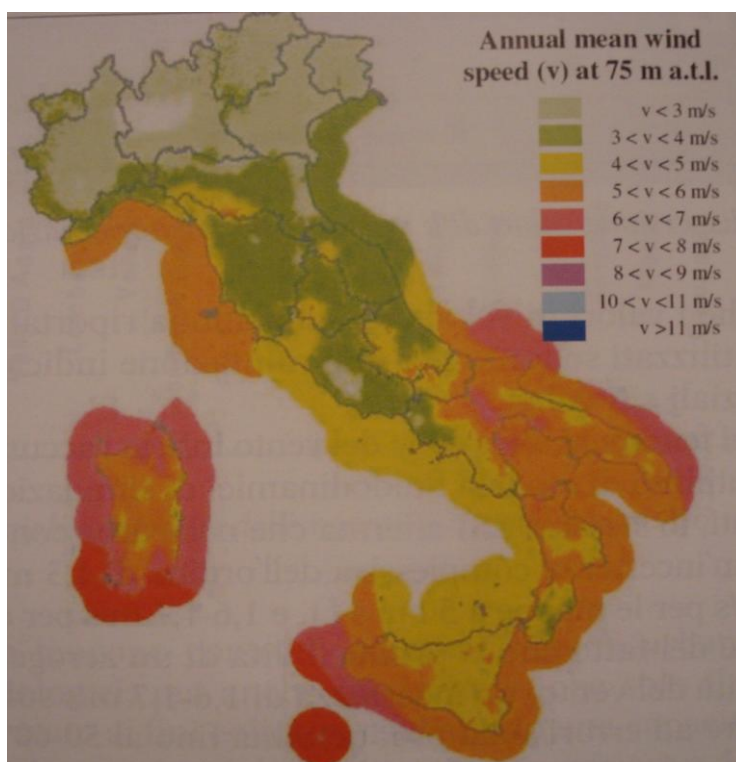


Figura 2.6 – Mappa della velocità media annua del vento a 75 m s.l.t.

La stima della velocità media di un potenziale sito eolico può essere determinata in base alla colorazione della località sulle mappe, mentre, per quanto riguarda il valore del parametro di distribuzione k , non vengono rese informazioni di dettaglio in quanto l'atlante rende accessibile soltanto una distribuzione di k sul totale delle stazioni anemometriche dislocate su tutto il territorio nazionale.

Il grafico in figura 2.7 consente, comunque, di affermare che i valori di k attesi sul territorio nazionale saranno quasi sicuramente compresi nell'intervallo 0,5-2,25 e, con buona probabilità essi ricadranno nell'intervallo 1-1,9.

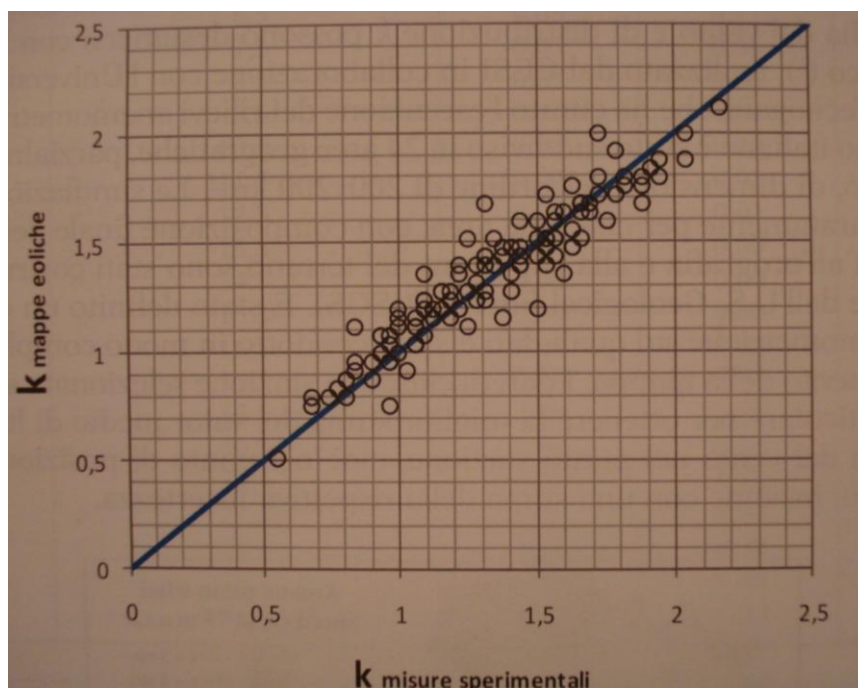


Figura 2.7 – *Mappe dispersione valori di k misurati sul territorio nazionale*

Va considerato che i valori di velocità media annua riportati nell'atlante eolico possono essere utilizzati soltanto per una valutazione indicativa ai fini di uno screening dei potenziali siti eolici.

La complessità dei fenomeni all'origine del vento inficia l'accuratezza delle previsioni ottenute con l'utilizzo di modelli fluidodinamica di simulazione su macroscale ed, in termini assoluti, lo stesso CESI afferma che nelle aree con velocità superiori a circa 5 m/s si ha un'incertezza complessiva dell'ordine di 1,3 m/s per le mappe a 25 m s.l.t., 1,5-1,6 m/s per le mappe a 50 m s.l.t. e 1,6-1,7 m/s per quelle a 70 m s.l.t..

In considerazione del fatto che la producibilità di un aerogeneratore dipende dal cubo della velocità del vento, un'incertezza di 1,6-1,7 m/s sulla velocità media del vento può portare ad errori sulla producibilità fino al 50-60%, senza calcolare poi le incertezze sul parametro di distribuzione k , nonché gli effetti delle assunzioni alla base del modello di Weibull.

Quanto esposto porta inevitabilmente ad affermare che ogni previsione di dettaglio della ventosità, e dunque del potenziale energetico di un sito, debba essere sempre e comunque

basata su almeno un rilievo anemometrico in campo di durata pari ad 1 anno. La realizzazione delle carte eoliche consente anche una stima del potenziale italiano circa la produzione di energia elettrica da fonte eolica. C'è da premettere che le stime del potenziale sfruttabile in Italia sono in rialzo e, negli ultimi anni, grazie anche all'impegno di molti piccoli investitori privati che sono entrati in questo campo, l'attendibilità delle stime è cresciuta grazie al maggior numero di dati disponibili. Il CESI ha effettuato delle stime riassumendo tutti i settori in cui, indipendentemente dall'uso del territorio, l'atlante fornisce una specifica annua di energia prodotta pari o superiore alla soglia di redditività economica. In particolare, per 41.000 km² la produttività si è rivelata essere superiore a 2000 MWh/MW. Dati più dettagliati sono riportati in figura 2.8.

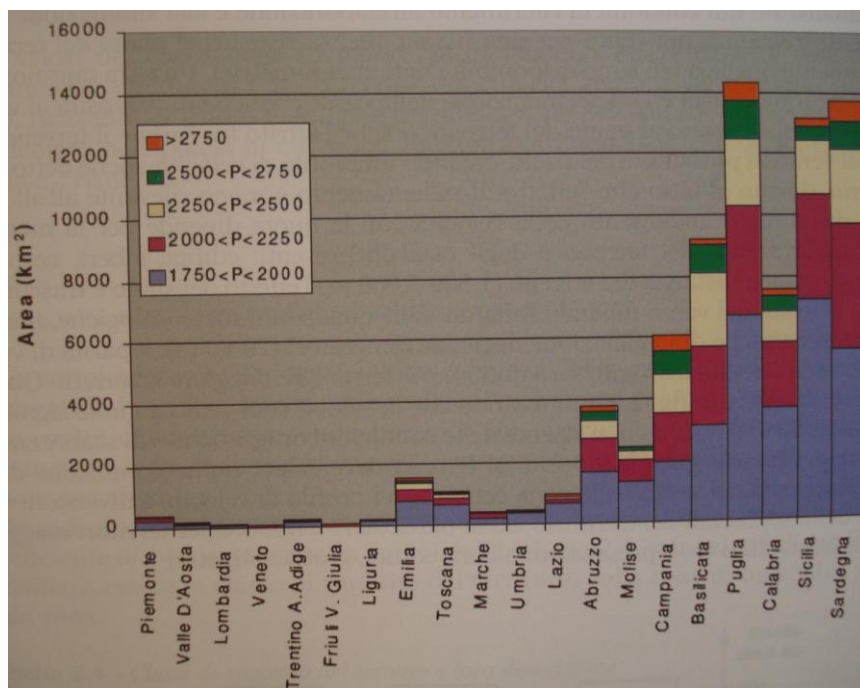


Figura 2.8 – *Potenzialità teoriche delle regioni italiane*

Tali stime non tengono conto di eventuali vincoli urbanistici, paesaggistici, naturalistici e geologici, ma anche ipotizzando che solo il 10% di 41.000 km² possa essere utilizzato ai fini eolici, considerando una capacità di installazione di 10 W/m², si desume un potenziale impiantistico superiore a 41.000 MW e, di conseguenza, una potenzialità energetica superiore a 82 TWh rispetto a 319 TWh di fabbisogno elettrico (fabbisogno energetico al 2007), quindi oltre il 25% del fabbisogno nazionale. Stime più accurate elaborate da istituti di ricerca ed associazioni di categoria individuano un potenziale realisticamente installabile (in funzione dell'uso del territorio e delle aree sottoposte a tutela), compreso tra 16.000 e 20.000 MW per i soli impianti multimegawatt on shore, in grado di soddisfare una fetta tra il 9 e il 12% del fabbisogno elettrico italiano. L'incidenza percentuale potrebbe essere inoltre maggiore qualora con gli anni si adottasse una seria politica di risparmio energetico per il contenimento dei consumi. Va infine considerato che un sistema di generazione distribuita comporta minori perdite per la trasmissione

dell'energia, dunque la realizzazione degli impianti eolici è anche un intervento di risparmio energetico indiretto, ad oggi circa il 7% dell'energia elettrica è dissipata per la trasmissione in rete.

2.1.3 Effetto dell'altezza dal suolo

L'analisi sin qui condotta fa riferimento all'elaborazione e alla simulazione delle curve di frequenza ore-vento per una fissata altezza rispetto al piano del terreno, tipicamente quella a cui sono disponibili i dati anemometrici. Un'altra questione di rilevante importanza è la determinazione delle caratteristiche di ventosità al variare della quota rispetto al piano del terreno, poiché l'attrito tra l'aria e il terreno rallenta il vento in prossimità del suolo, creando un profilo di velocità anche detto *strato limite* dovuto al fatto che l'effetto di rallentamento è meno rilevante all'allontanarsi dal suolo. L'andamento della velocità con la quota dipende per la maggior parte dalla natura del terreno e dagli ostacoli presenti: edifici, alberi, cespugli, rocce. A grande distanza dal terreno (1.500-2.000 m) l'effetto del suolo è trascurabile e la velocità del vento dipende soltanto dalle condizioni meteorologiche, mentre alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20-80 m), a parità di vento in quota, la velocità del vento sarà minore per terreni di maggiore *scabrezza*. Questo è descritto in figura 2.9: ipotizzando che la velocità del vento a quote significative sul livello del terreno non risenta delle condizioni orografiche e di scabrezza del territorio, premesso che la velocità al terreno deve essere nulla (condizione di *no slip*), l'intensità del vento nella zona centrale del profilo di velocità è diversa in funzione della scabrezza del territorio, ed in particolare è minore per territori maggiormente frastagliati (con presenza di alberi, edifici, grattacieli, ecc.).

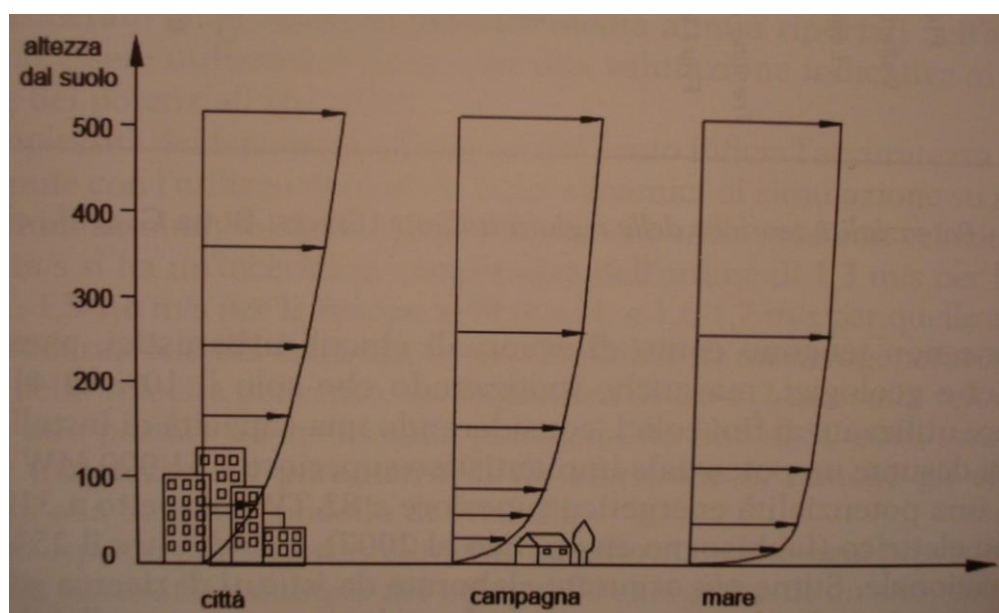


Figura 2.9 – Profilo di velocità per differenti tipologie di terreno

Per determinare il profilo di velocità del vento con la quota possono adoperarsi diversi modelli, di diversa complessità ed accuratezza. Uno dei modelli più utilizzati è quello logaritmico, che deriva dalla teoria dello strato limite per il caso di flusso su lastra piana, descritto per la prima volta da Prandtl nel 1904. Tale modello consente la determinazione della velocità del vento alla i -esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il coefficiente di scabrezza m :

$$v_i = v_0 \frac{[\ln(z_i/m)]}{[\ln(z_0/m)]}$$

I valori del coefficiente di scabrezza m possono essere desunti con buona accuratezza effettuando dei rilievi di velocità del vento a varie quote (almeno due), ricavando il valore di m dalla manipolazione dell'equazione precedente. In particolare nell'ipotesi in cui vengano effettuati due rilievi alla quota z_0 ed alla quota z_1 , risulta:

$$m = e^{\frac{[v_1 \ln(z_0) - v_0 \ln(z_1)]}{[v_1 - v_0]}}$$

dove v_0 e v_1 , sono le velocità medie alle rispettive quote.

Va sottolineato che l'orografia e la scabrezza del territorio potrebbero essere differenti in funzione della direzione da cui proviene il vento; in tal caso l'analisi deve essere condotta indipendentemente per ciascun settore di provenienza e questo porta a dover considerare per il settore i -esimo le velocità medie v_0 e v_1 del settore specifico.

In sede di analisi preliminare, si può invece desumere un valore indicativo del coefficiente m (valori espressi in metri) dalla tabella 2.4 in funzione di quella che si ipotizza essere la classe di rugosità del territorio sulla base di un'analisi visiva della zona.

Classe	m	Descrizione
0	0,0002	Mare aperto senza onde
0,5	0,0024	Terreni completamente aperti con superficie liscia
1	0,03	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
1,5	0,055	Aree agricole con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2	0,1	Aree agricole con presenza di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
2,5	0,2	Aree agricole con presenza di numerosi ostacoli di media grandezza (6-8 m)
3	0,4	Piccoli centri abitati, boschi
3,5	0,8	Città con edifici alti
4	1,6	Metropoli con edifici alti e grattacieli

Tabella 2.4 – *Classi di rugosità del terreno e loro descrizione*

La scabrezza del territorio può influenzare profondamente la producibilità degli aerogeneratori; considerando infatti il caso già analizzato in figura 2.9, ipotizzando che la

velocità media del vento a 500 metri sul livello del terreno si pari a 10 m/s in funzione della classe di rugosità del territorio si determinano le velocità medie riportate in tabella 2.5. La tabella evidenzia che alle altezze tipiche di installazione degli aerogeneratori (20-80 m) possono esserci (a parità di condizioni atmosferiche) differenze di velocità tra un terreno di classe 1 ed uno di classe 3 dell'ordine di 1 m/s, ed in considerazione del fatto che la producibilità di un aerogeneratore dipende dal cubo della velocità del vento, si possono avere differenze sulla producibilità fino al 40-45%.

Quota Z (m)	Classe 0 v (m/s)	Classe 1 v (m/s)	Classe 2 v (m/s)	Classe 3 v (m/s)
0,5	5,31	2,89	1,89	0,31
1	5,78	3,61	2,70	1,28
2	6,25	4,32	3,52	2,26
4	6,72	5,03	4,33	3,23
8	7,19	5,75	5,14	4,20
16	7,66	6,46	5,96	5,17
32	8,13	7,17	6,77	6,15
64	8,60	7,89	7,59	7,12
128	9,08	8,60	8,40	8,09
256	9,55	9,31	9,21	9,06
500	10,00	10,00	10,00	10,00

Tabella 2.5 – *Profili di velocità per diverse classi di rugosità (ipotesi: velocità del vento a 500 m s.l.t. pari a 10 m/s)*

Talvolta, in alternativa al profilo logaritmico viene utilizzata la legge di potenza (sperimentale), che allo stesso modo consente la determinazione della velocità del vento alla i-esima quota (v_i), note che siano le condizioni di riferimento v_0 alla quota z_0 ed il parametro di rugosità α :

$$v_i = v_0 (z_i/z_0)^\alpha$$

Analogamente a quanto visto in precedenza, qualora si disponga dei rilievi di velocità del vento per due quote differenti, si può ricavare il parametro di rugosità α come:

$$\alpha = [\log(v_0/v_1)]/[\log(z_0/z_1)]$$

Mentre, in sede di analisi preliminare, si può invece desumere un valore indicativo del parametro di rugosità α (adimensionale) dalla tabella 2.6.

Alfa (α)	Descrizione
0,12	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli bassi
0,16	Aree agricole aperte con presenza limitata di ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,2	Aree agricole con presenza di numerosi ostacoli di media grandezza (6-8 m)
0,3	Zone urbane, boschi

Tabella 2.6 – Valori indicativi del parametro di rugosità α

Non ci sono prescrizioni particolari circa l'utilizzo della legge logaritmica o l'utilizzo della legge di potenza; in via del tutto generale si riscontra un maggiore utilizzo della correlazione logaritmica in Europa, al contrario degli USA ove trova maggiore diffusione la legge di potenza.

Tutte le relazioni proposte sono valide soltanto nell'ipotesi di orografia pianeggiante e profilo di strato limite sviluppato. Lo strato limite può ritenersi sviluppato se, nella direzione da cui proviene il vento, si riscontra la medesima classe di rugosità per una distanza almeno pari a 50 volte l'altezza dell'anemometro o della turbina eolica.

2.2 Anemometria

Per quanto esposto nel paragrafo precedente, appare evidente come una corretta caratterizzazione anemometrica del sito sia una premessa indispensabile per la realizzazione di un parco eolico. La campagna anemometrica, oltre ad essere necessaria per la determinazione dell'AEP – Annual Energy Production, ovvero la produzione di energia attesa da un aerogeneratore, è inoltre indispensabile a rendere il progetto finanziabile e per questo è assolutamente necessaria una correttezza anche formale nell'installazione degli apparati di misura. Le prescrizioni per una corretta campagna anemometrica sono rese nella norma italiana CEI 88-5, che non è altro che la copia identica della norma internazionale IEC 61400-12-1.

2.2.1 Scelta della sensoristica

La norma IEC 61400-12-1 prevede che la misura della velocità del vento venga effettuata con un anemometro a coppe che deve essere munito di certificati di calibrazione e deve essere ricalibrato al termine della campagna di misura: la ricalibrazione dell'apparecchio deve dimostrare che l'errore di misura non deve essere superiore a $\pm 0,1$ m/s nel range 6-12 m/s. Un'alternativa alla ricalibrazione è costituita dall'utilizzo di sensori garantiti al mantenimento della taratura nell'arco della campagna di rilievo. Per la misura della direzione del vento è necessario l'utilizzo di sensori a banderuola i quali, a loro volta, devono essere muniti di certificati di taratura, ed inoltre l'incertezza totale, dovuta alla calibrazione ed al montaggio, non deve superare i 5° . Un'alternativa è costituita dall'utilizzo di sensoristica combinata, ad esempio il modello combiSD della LSI. La

sensoristica deve avere risoluzione almeno pari ad 1 Hz (un rilievo al secondo), mentre la centralina di acquisizione deve essere in grado di pre-processare statisticamente i dati e memorizzare ogni 10 minuti di acquisizione i seguenti parametri:

- valore medio della velocità;
- valore massimo della velocità;
- valore minimo della velocità;
- deviazione standard sulla velocità;
- direzione prevalente (valore angolare);
- risultante delle direzioni (valore angolare);
- deviazione standard sulla direzione.

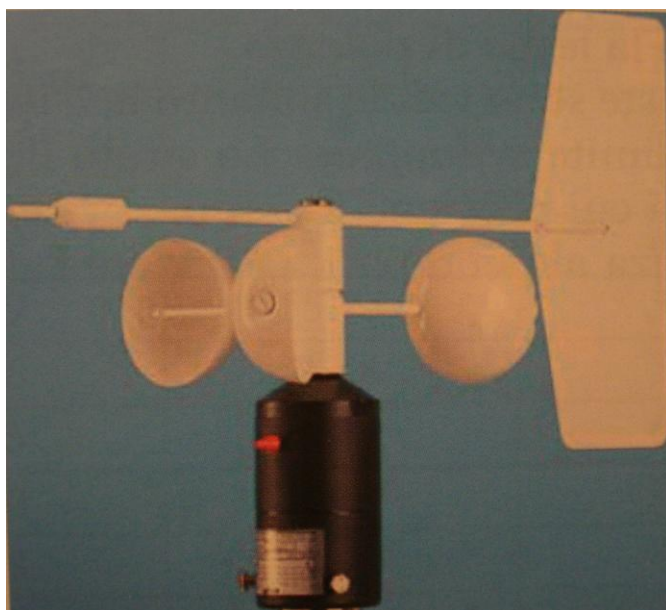


Figura 2.10 – *Sensore combinato DNA022 (LSI-LASTEM)*

In particolare, il valore medio della velocità nei dieci minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina in tale intervallo di tempo, mentre il valore angolare della risultante delle direzioni (ovvero la risultante della somma vettoriale dei vettori velocità) sarà l'identificativo della direzione del vento. Le centraline di acquisizione di maggior qualità consentono, inoltre, la memorizzazione di un parametro di verifica (un identificativo per ogni sensore installato), spesso espresso in valore percentuale che attesta, per ogni intervallo di acquisizione, il corretto scambio di dati tra la centralina e i sensori, consentendo così di individuare eventuali pacchetti di dati corrotti. A rigore la sensoristica andrebbe prevista alla medesima altezza dell'*hub* dell'aerogeneratore che si intende installare; qualora questo non fosse possibile è necessario installare più stazioni di misura ad altezze diverse sulla stessa torre di sostegno, in modo da ricavare i valori di velocità all'*hub* con l'utilizzo delle correlazioni matematiche già discusse, sempre che sussistano le condizioni di validità delle relazioni proposte, ovvero orografia pianeggiante e strato limite sviluppato. L'altezza della

2.2.2 Installazione del sistema di misura

In generale, la sensoristica viene installata su torri di sostegno costituite da un palo metallico in acciaio sostenuto da tiranti. La diffusione di tali sistemi di supporto è dovuta principalmente alla semplicità di montaggio ed al fatto che tali sistemi, non richiedendo la realizzazione di opere permanenti (fondazioni e/o altro) possono essere qualificate dal punto di vista normativo come opere provvisorie, cioè “funzionalmente rispondenti ad esigenze contingenti e temporalmente circoscritte, cessate le quali sono destinate alla rimozione”, risultando così sottratte al regime autorizzatorio previsto dal d.P.R. 6 giugno 2001, n. 380 (vedasi T.A.R. Campania, n. 4217/2007, titolo abilitativo per le cosiddette opere precarie, oppure Consiglio di Stato 24 Febbraio 2003). In particolare nella sentenza n. 4217/2007 è dato leggere:

“Com’è noto, ai sensi del combinato, disposto degli artt. 3 e 10 del d.P.R. 380/2001, è richiesto il permesso di costruire per tutte le attività qualificabili come interventi di nuova costruzione che comportano la trasformazione urbanistica ed edilizia del territorio. Tanto, però, deve ritenersi necessario solo in riferimento alle ipotesi di trasformazioni potenzialmente durevoli e non già nel caso di costruzioni provvisorie. Restano, invece, sottratte al regime autorizzatorio le opere cd. precarie, funzionali cioè ad esigenze contingenti e temporalmente circoscritte, cessate le quali sono destinate ad essere rimosse. (...) Com’è noto, il requisito della temporaneità va apprezzato con criterio oggettivo avuto riguardo all’oggetto della costruzione nei suoi obiettivi dati tecnici e deve, dunque, ricollegarsi alla sua destinazione materiale, che ne evidenzi un uso realmente precario o temporaneo, per fini specifici e cronologicamente delimitabili (cfr. Consiglio di Stato, sez. V, 24 febbraio 2003, n. 986; Consiglio di Stato, sez. V, n. 5828 del 30 ottobre 2000; Consiglio di Stato, sez. V, 24 febbraio 1996, n. 226; Consiglio di Stato, sez. V, 23 gennaio 1995; Cass., sez. III, 28 gennaio 1997; Cass., sez. III, 4 ottobre 1996)”.

Le campagne anemometriche hanno solitamente durata minima di 1 anno e massima di 2-3 anni; pertanto, l’installazione di un anemometro con la sola finalità tecnica della qualificazione anemologica dell’area rientra certamente nei parametri oggettivi di temporaneità per l’esenzione dal regime autorizzativo.

Diverso è il caso in cui l’anemometro venga lasciato in campo anche dopo l’installazione del parco eolico per finalità di monitoraggio dell’efficienza delle macchine eoliche. In tal caso decade il principio di temporaneità e per questo l’opera deve essere regolarmente autorizzata e riportata sulle mappe catastali.

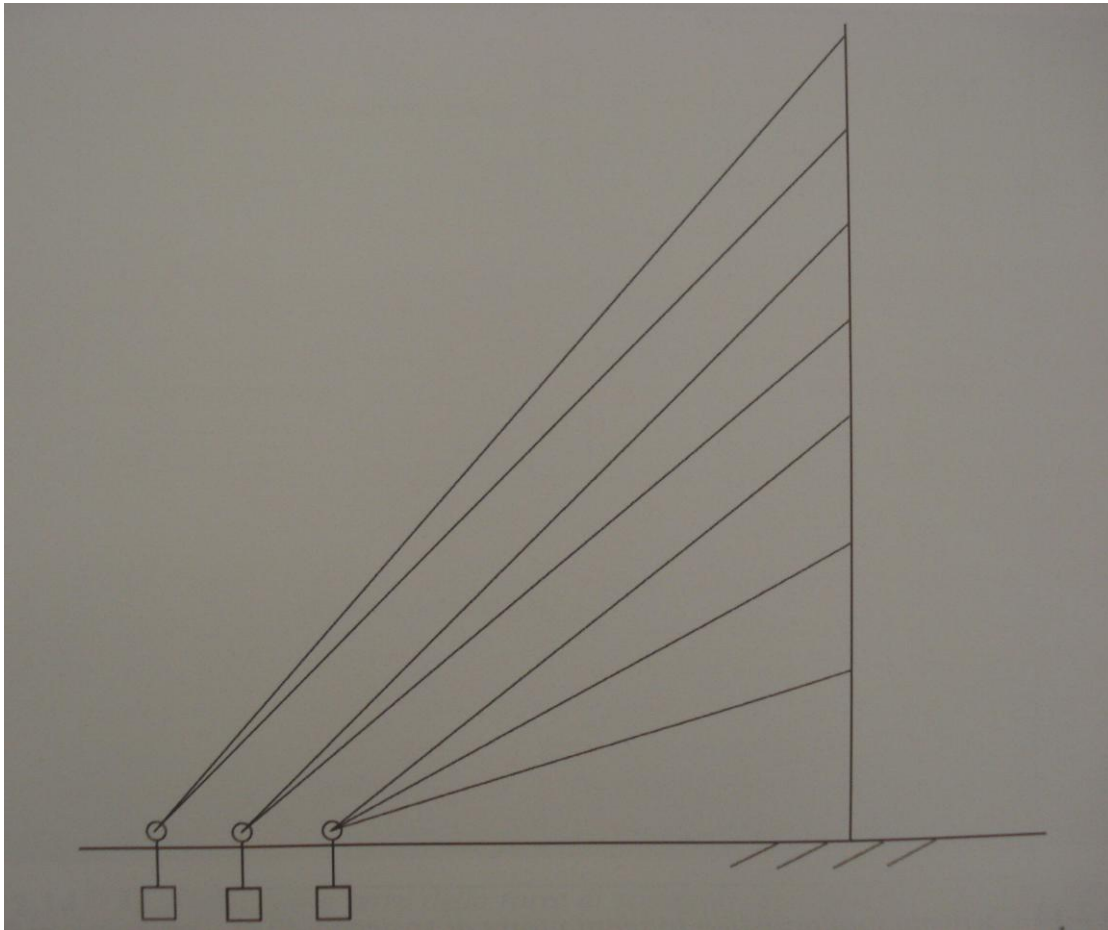


Figura 2.12 – Schema impiantistico torre di sostegno 60 m – proporzioni in scala

I tiranti collegano i tronchi del palo a delle ancore interrate nel terreno ad una profondità di 1,5-2 metri. Ad ogni ancora vengono collegati non più di tre tiranti, cercando di ridurre a 2 tale numero qualora i tiranti vadano ad assicurare dei tronchi posti ad un'altezza superiore a 30 m. i tiranti sono solitamente costituiti da cavi in acciaio di sezione pari a 5 mm, la tensione dei cavi va registrata manualmente e deve essere tale da poter osservare una leggera inflessione del cavo. Tale tensione va controllata frequentemente durante tutte le fasi di montaggio, valori di tensione troppo elevati o troppo ridotti possono provocare dei cedimenti della torre, delle ancore o dei tiranti stessi creando delle situazioni di grave pericolo per l'incolumità degli operatori.

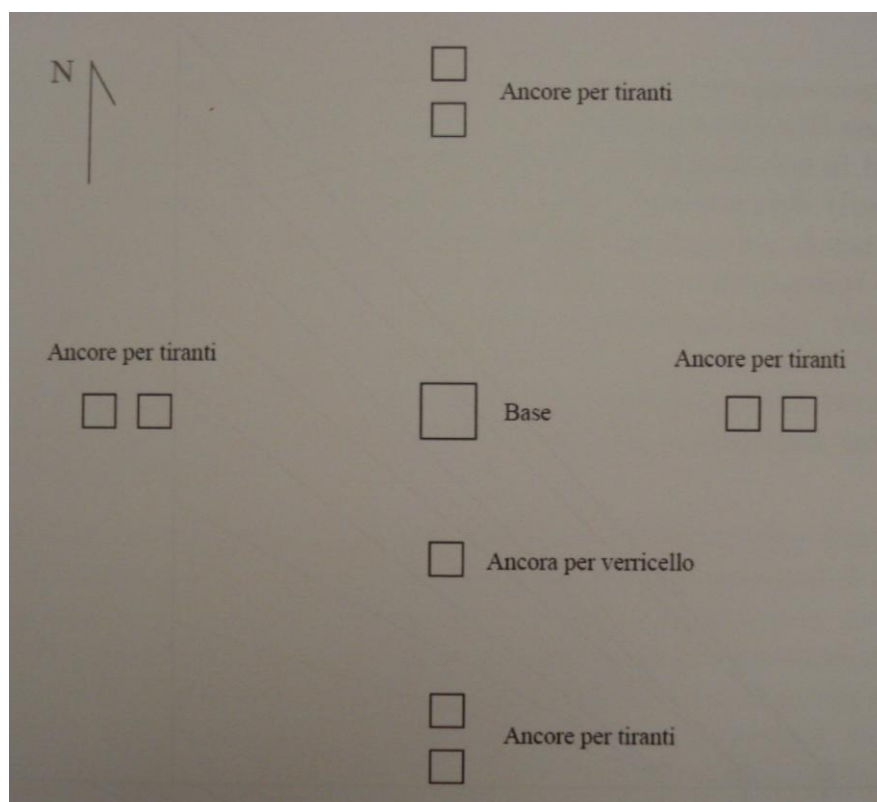


Figura 2.13 – Schema impiantistico in pianta torre di sostegno 40 m – proporzioni in scala

Altezza torre	Numero di ancore	Distanza ancore dal palo	Profondità ancore	Numero di tiranti
10	4+1 per verricello	4,5-5,5 m	1,5-2 m	4
20	4+1 per verricello	12-14 m	1,5-2 m	12
30	4+1 per verricello	18-20 m	1,5-2 m	16
40	8+1 per verricello	22-24 m	1,5-2 m	20
50	8+1 per verricello	30-35 m	1,5-2 m	24
60	12+1 per verricello	40-50 m	1,5-2 m	28

Tabella 2.7 – Parametri impiantistici tipici

L'attrezzatura necessaria all'installazione della torre di sostegno si compone di tre componenti fondamentali: un palo di tiro, un palo di ausilio ed un verricello. Dapprima la torre di sostegno viene assemblata a terra. Con riferimento allo schema in figura 2.13, il palo viene montato in modo da puntare verso il nord.



Figura 2.14 – *Assemblaggio a terra della torre di sostegno*

Vengono poi installati il palo di tiro e il palo di ausilio, il primo in posizione orizzontale risultando così adagiato sulla torre di sostegno, il secondo in posizione verticale. La torre di sostegno e il palo di tiro sono incernierati alla base ed hanno la possibilità di ruotare rispetto all'asse est-ovest. Il palo di ausilio è fisso rispetto alla base ed alla sua estremità è installata una carrucola. Vengono successivamente collegati i tiranti che dalla torre di sostegno vanno alle ancore nord, est ed ovest. I tiranti che collegheranno la torre di sostegno all'ancora sud vengono provvisoriamente collegati al palo di tiro. Il palo di tiro viene collegato al verricello, il tirante passa sulla carrucola installata all'estremità del palo di ausilio. La configurazione del sistema ad inizio del tiro viene riportata in figura 2.15.

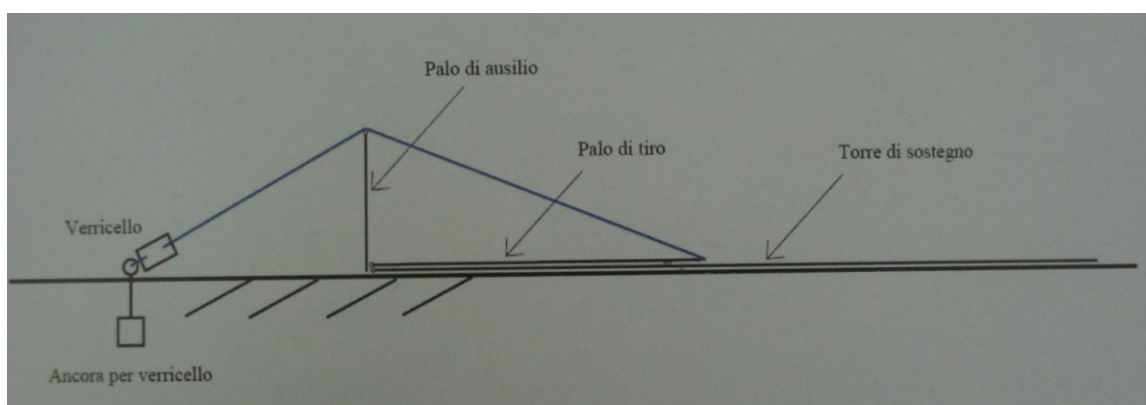


Figura 2.15 – *Configurazione del sistema ad inizio del tiro*

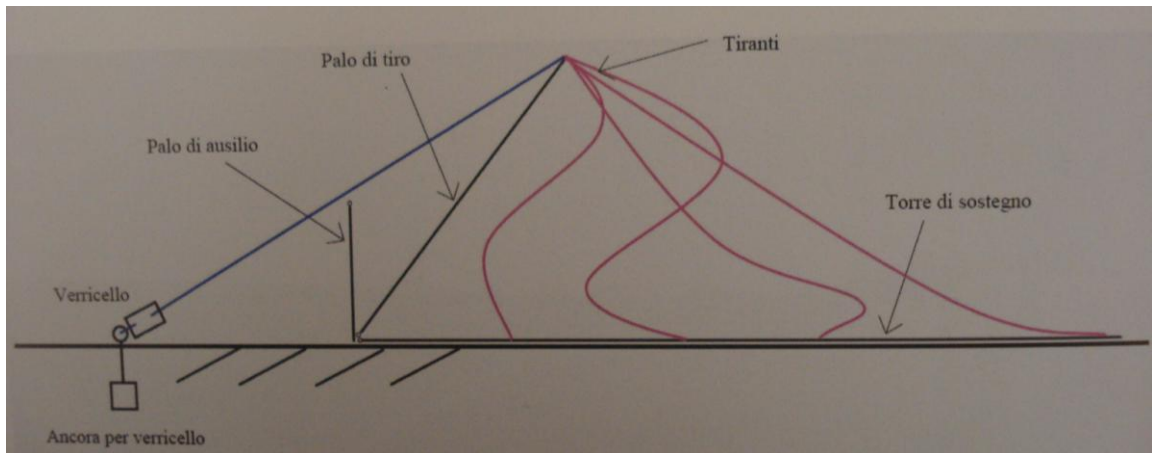


Figura 2.16 – Configurazione del sistema durante le prime fasi del tiro

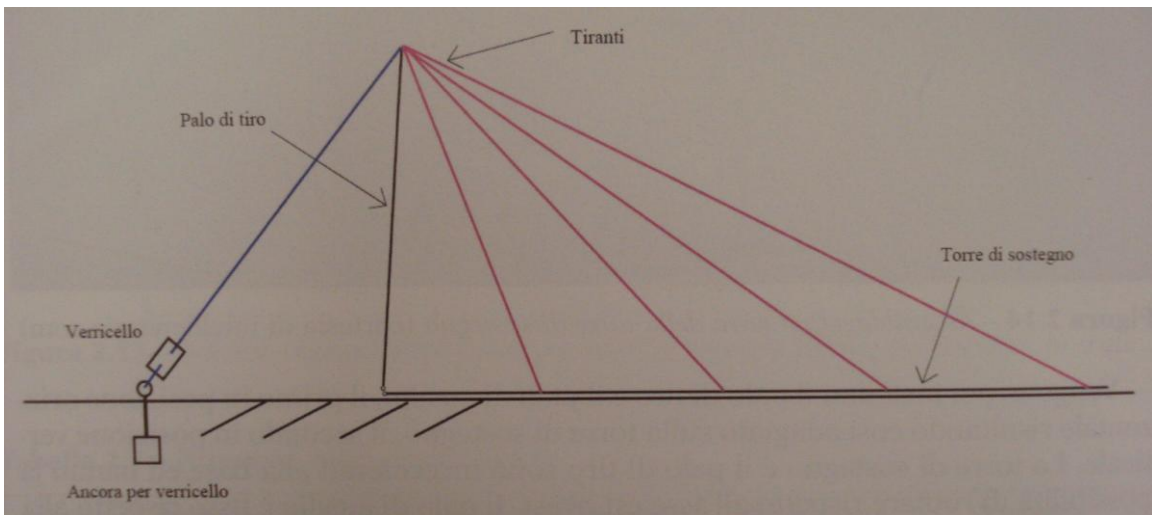


Figura 2.17 – Configurazione del sistema all'inizio della messa in opera della torre



Figura 2.18 – Particolare dell'ancoraggio del verricello

Quando il palo di tiro è quasi in posizione verticale è necessario registrare i tiranti in corrispondenza dei punti di ancoraggio con la torre di sostegno; da questo punto in poi inizia la fase di messa in opera della torre. La struttura viene sollevata di 1-2 metri così da poter effettuare la registrazione dei tiranti relativi alle ancore est ed ovest e rendere possibile l'installazione della sensoristica.



Figura 2.19 – *Inizio sollevamento della torre*



Figura 2.20 – *Installazione della sensoristica*

Terminata l'installazione della sensoristica si può procedere al tiro della torre di sostegno, con l'accortezza di controllare frequentemente la tensione dei tiranti alle ancore est ed ovest. Quando la torre è quasi in posizione verticale è necessario procedere alla registrazione dei tiranti collegati all'ancora nord. In questa fase è indispensabile alternare fasi di tiro e fasi di registrazione con estrema frequenza per evitare strappi alle funi in quanto, raggiunta la posizione verticale, i tiranti nord, se laschi, potrebbero entrare in esercizio bruscamente e non simultaneamente, creando una situazione di grave pericolo per l'incolumità degli operatori.



Figura 2.21 – *Installazione della stazione di misura*

Con la torre in posizione verticale il palo di tiro si troverà in una posizione quasi orizzontale accessibile agli operatori, che provvederanno a scollegare manualmente uno alla volta i tiranti del palo di tiro per collegarli alle ancore sud. Vanno prima trasferiti i tiranti dei tronchi più alti e, successivamente, quelli dei tronchi più bassi. Per terminare l'installazione della stazione è necessario provvedere alla registrazione di tutti i tiranti, con l'obiettivo di assicurare la tensione di esercizio ottimale e la perfetta verticale. A tal fine si specifica che la norma internazionale IEC 61400-12-1 prevede una tolleranza di massimo 2° sullo scostamento del sistema dalla verticale. E' inoltre necessario effettuare almeno 2-3 sopralluoghi nel primo mese di esercizio per verificare lo stato pensionale delle funi, che potrebbero allentarsi in seguito ad un assestamento del terreno in corrispondenza della base del palo, ciò può avvenire in particolar modo in seguito a piogge. Per evitare di dover effettuare i suddetti controlli, in alternativa all'installazione diretta su terreno si può realizzare una soletta in calcestruzzo gettato in opera (senza armatura) su cui sarà poi poggiata la base del palo. La soletta potrà essere rimossa

semplicemente al termine della campagna anemometrica con l'utilizzo di un'escavatrice meccanica.



Figura 2.22 – *Installazione su soletta in calcestruzzo*

La realizzazione di una soletta di appoggio è particolarmente consigliata per l'installazione su terreni poco consolidati. E' necessario prestare la massima attenzione al controllo dello stato tensionale dei tiranti in quanto la mancanza anche di un solo tirante induce degli squilibri nello stato tensionale degli altri tiranti e delle ancore e questo potrebbe portare rapidamente al collasso la struttura qualora il sistema fosse interessato da condizioni di ventosità particolarmente elevate. In generale, la mancanza di uno o più tiranti porta il sistema a crollare su se stesso, con i risultati osservabili in figura 2.23.



Figura 2.23 – *Collasso di una stazione anemometrica in seguito ad una bufera di vento a 25 m/s (uno dei tiranti è ceduto per un difetto di installazione)*

Per quanto al posizionamento dei sensori rispetto alla torre di supporto, la norma IEC 61400-12-1 prevede che la distanza del sensore dal palo sia almeno pari a 15 volte il diametro della torre e che per un'altezza di 75 cm sopra e sotto il sensore non siano installate altre apparecchiature che potrebbero disturbare il flusso. E' consigliato, per ridurre effetti di sottostima della ventosità, di installare le staffe ortogonalmente a quella che si prevede essere la direzione dei venti principali.

2.2.3 Analisi dei dati

L'elaborazione dei dati rilevati è necessaria per la determinazione dell'AEP – Annual Energy Production, per l'ottimizzazione del layout impiantistico, al fine di ridurre eventuali perdite per effetto scia tra gli aerogeneratori e per determinare gli indicatori sintetici delle caratteristiche anemologiche: la velocità media, il parametro di forma k e il parametro di rugosità α . Per una più semplice modalità di esposizione verrà discussa l'elaborazione di dati reali; i dati fanno riferimento ad una stazione anemometrica installata in comune di Vallata (AV), composta da sensoristica certificata LSI, entrata in esercizio alle ore 20.10 del 18 maggio 2008.

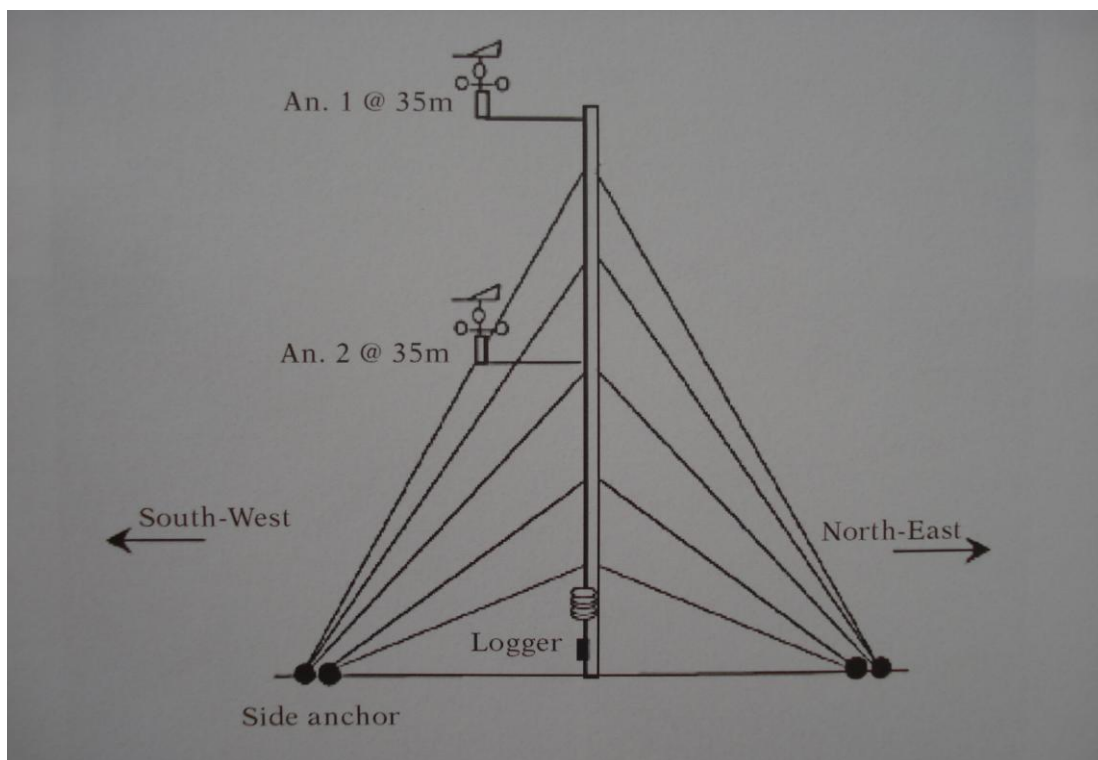


Figura 2.24 – *Schema impiantistico stazione anemometrica*

Il sistema è composto da due sensori combinati modello combiSD – DNA022 ed una centralina di elaborazione modello ELO105 della LSI. La scelta della sensoristica è stata determinata da più fattori, in primis l’elevato livello qualitativo dei materiali (la sensoristica è realizzata interamente in metallo) dovuto al fatto che la LSI è un’azienda specializzata in apparecchiature per uso meteorologico, dunque destinate ad operare per un numero di anni elevato rispetto a sistemi specifici per applicazioni eoliche. Questo è di particolare importanza qualora si dovesse prevedere un riutilizzo dell’apparecchiatura per altre campagne anemometriche. Inoltre la taratura dei sensori viene garantita per 2 anni evitando così la ricalibrazione dei sensori al termine della campagna di misura. L’utilizzo di sensori combinati ha poi ridotto il numero di staffe di sostegno, di cavi e cablaggi. Il sistema è del tipo a basso consumo e questo garantisce alla stazione un’autonomia di circa 6 mesi con una batteria al piombo acido da 46 Ah, che è pari all’autonomia di acquisizione assicurata dalla memoria interna di 2 MB. Valori di autonomia così elevati hanno evitato l’acquisto di un dispositivo ausiliario di alimentazione (pannello fotovoltaico con regolatore di carica) e del modem per il trasferimento dati, avendo preferito la pianificazione di sopralluoghi trimestrali per lo scarico dati, la ricarica della batteria e il controllo dello stato pensionale dei tiranti.

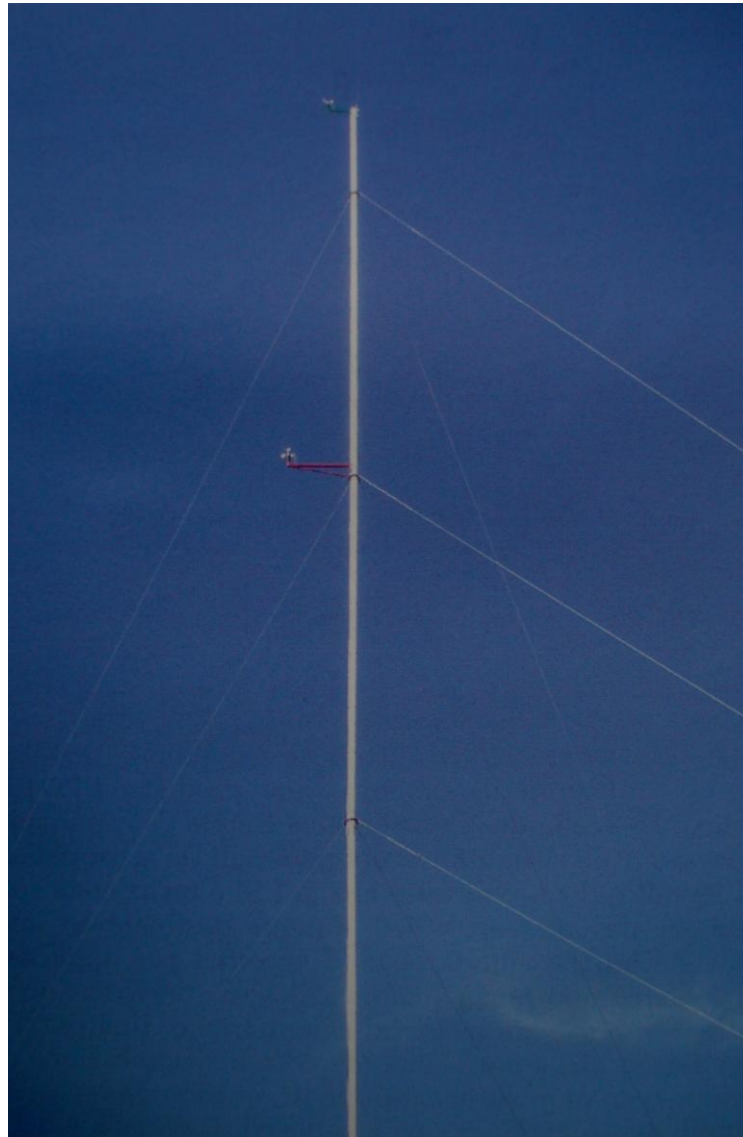


Figura 2.25 – Vista sezione anemometrica 35 metri con due punti di misura (25 e 35 metri)

La sicurezza dei dati rilevati viene garantita dalla modalità di memorizzazione binaria ed il software 3DOM, fornito insieme all'e-log, consente l'acquisizione diretta in formato binario o la conversione dei dati in un formato di facile accesso (ad esempio .TXT o .XLS). La conversione del file da binario a livello più alto può quindi rimanere a carico dell'utilizzatore. Questo è di estrema importanza qualora eventuali finanziatori o acquirenti del parco eolico richiedano che la producibilità dell'impianto venga attestata da aziende certificate che non siano intervenute in alcun modo nella progettazione e nelle fasi autorizzative dell'impianto. In questo caso, infatti, il certificatore può acquisire i file direttamente in formato binario, con la garanzia che nessuna manomissione esterna possa essere intervenuta sui dati.

La cassetta stagna con la centralina è stata installata ad un'altezza pari a 2,5 metri per rendere più difficile il tentativo di sabotaggio o il verificarsi di atti vandalici. L'accesso alla centralina viene effettuato con una scala.



Figura 2.26 – Particolari dell'installazione della stazione anemometrica

I dati acquisiti sono accessibili con il programma Excel e riportano, su ciascuna riga i valori relativi a 10 minuti di acquisizione per i seguenti parametri:

- valore medio della velocità;
- valore massimo della velocità;
- valore minimo della velocità;
- deviazione standard sulla velocità;
- parametro di verifica sulla velocità;
- direzione prevalente (valore angolare);

- risultante delle direzioni (valore angolare);
- deviazione standard sulla direzione;
- parametro di verifica sulla direzione

per un totale di 18 valori memorizzati ogni 10 minuti (2 sensori).

Il valore medio nei 10 minuti sarà il parametro utilizzato per la caratterizzazione della producibilità della macchina; il grafico in figura 2.27 dimostra, come lecito aspettarsi, che i valori di velocità rilevati a 35 metri sono sempre superiori a quelli rilevati a 25 metri.

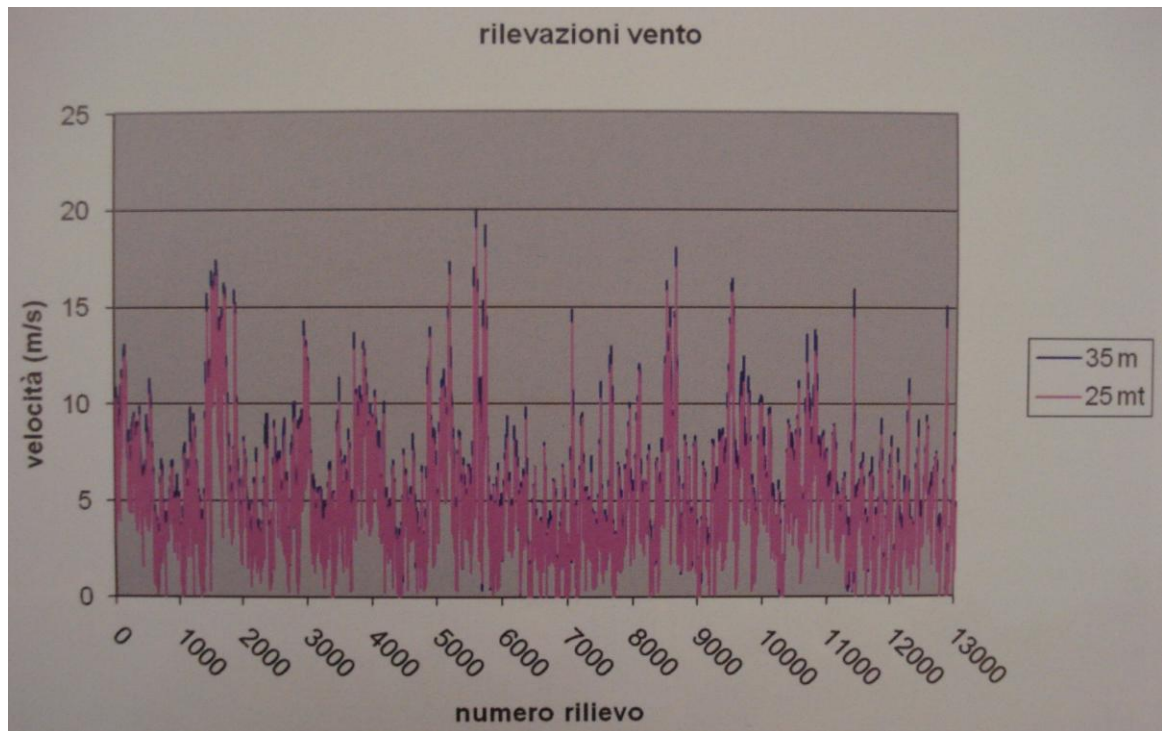


Figura 2.27 – Grafico velocità media a 25 e 35 metri

L'analisi dei dati consente di determinare la velocità media sull'intero periodo di rilevazione (circa 3 mesi), pari a 4,92 m/s a 25 metri s.l.t. e 5,3 m/s a 35 metri s.l.t.. I valori così ricavati possono essere utilizzati per la determinazione del parametro di rugosità α : assumendo infatti che il profilo di velocità nello strato limite segua l'andamento della legge di potenza, risulta:

$$v_2 = v_1 (z_2/z_1)^\alpha$$

Essendo:

$$v_1 = 4,92 \text{ m/s};$$

$$v_2 = 5,30 \text{ m/s};$$

$$z_1 = 25 \text{ m};$$

$$z_2 = 35 \text{ m};$$

il parametro di rugosità può essere ricavato come:

$$\alpha = [\log(v_2/v_1)]/[\log(z_2/z_1)]$$

e in questo caso $\alpha = 0,22$.

Il parametro di rugosità conferma quanto prevedibile analizzando l'orografia del territorio, essendo il valore prossimo a quello atteso per terreni interessati da un numero moderato di ostacoli. La determinazione del parametro di rugosità consente di scalare i valori di velocità rilevati alla quota di interesse; supponendo infatti che si preveda l'installazione di turbine con hub a 50 metri s.l.t., la velocità media sull'intero periodo risulterà:

$$v_{50} = v_{35} (50/35)^{0,22} = 5,73 \text{ m/s}$$

Tale analisi consente, inoltre, di qualificare la classe di ventosità secondo le definizioni riportate nel *Wind Atlas*; per il caso in esame è possibile affermare che il sito è di classe II.

Wind power class	30 m (98 ft)		50 m (164 ft)	
	Wind power density (W/m ²)	Wind speed m/s (mph)	Wind power density (W/m ²)	Wind speed m/s (mph)
1	≤ 160	≤ 5,1 (11,4)	≤ 200	≤ 5,6 (12,5)
2	≤ 240	≤ 5,9 (13,2)	≤ 300	≤ 6,4 (14,3)
3	≤ 320	≤ 6,5 (14,6)	≤ 400	≤ 7,0 (15,7)
4	≤ 400	≤ 7,0 (15,7)	≤ 500	≤ 7,5 (16,8)
5	≤ 480	≤ 7,4 (16,6)	≤ 600	≤ 8,0 (17,9)
6	≤ 640	≤ 8,2 (18,3)	≤ 800	≤ 8,8 (19,7)
7	≤ 1600	≤ 11,0 (24,7)	≤ 2000	≤ 11,9 (26,6)

Tabella 2.8 – *Classi di ventosità secondo il Wind Atlas*

Il parametro di rugosità permette di scalare anche i valori di velocità rilevati su base 10 minuti e questo consente l'estrapolazione della curva di frequenza ore-vento in corrispondenza della quota di installazione dell'aerogeneratore, necessaria alla determinazione dell'AEP. La curva di frequenza ore-vento va campionata con un intervallo pari a 0,5 m/s.

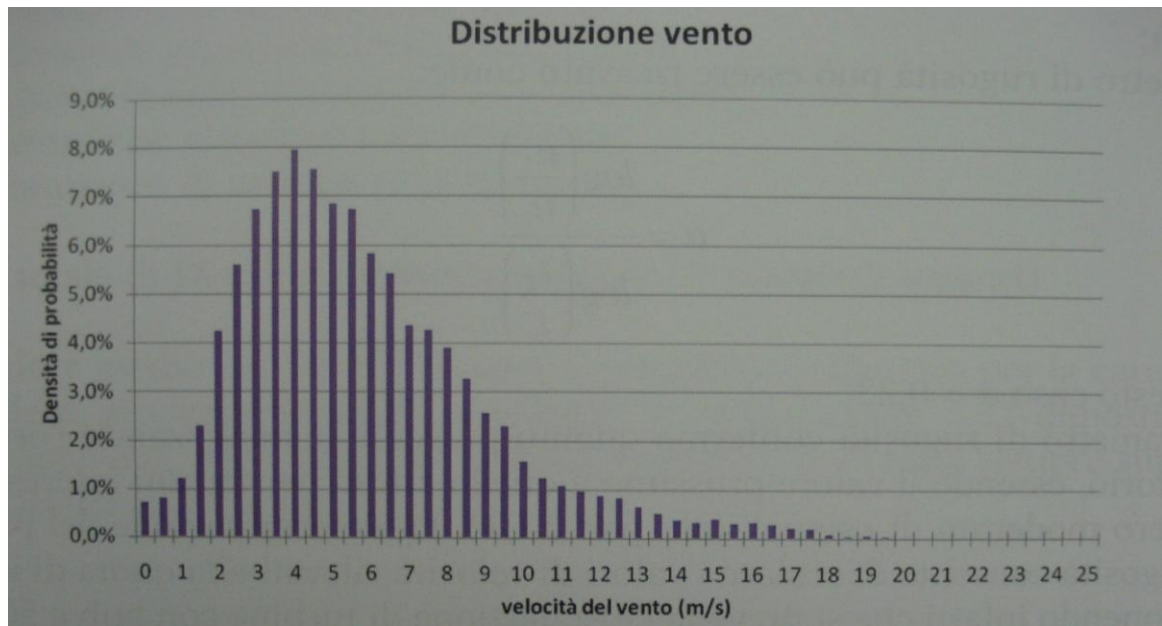


Figura 2.28 – Curva di frequenza ore-vento a 50 m s.l.t.

Nota la frequenza ore-vento $f(v_i)$ e la curva di potenza erogata dall'aerogeneratore $P(v_i)$ è possibile determinare l'AEP come:

$$AEP = \sum_i f(v_i) \cdot P(v_i) \cdot 8764$$

Per il caso studio analizzato la determinazione dell'AEP viene riportata in tabella 2.9 ed è calcolato per un aerogeneratore di media taglia (P=850 kW – diametro del rotore 52 m) installato a 50 m s.l.t., la cui curva caratteristica è riportata in figura 2.29.

Velocità (v_i) (m/s)	Frequenza $f(v_i)$	Potenza $P(v_i)$ (kW)	Energia prodotta (kWh)
0,0	0,7%	0	0,0
0,5	0,8%	0	0,0
1,0	1,2%	0	0,0
1,5	2,3%	0	0,0
2,0	4,2%	0	0,0
2,5	5,6%	0	0,0
3,0	6,7%	0	0,0
3,5	7,5%	9	5598,8
4,0	7,9%	26	17732,4
4,5	7,5%	43	28198,7
5,0	6,8%	67	40299,6
5,5	6,7%	93	54752,0
6,0	5,8%	125	63618,6
6,5	5,4%	161	76230,6

7,0	4,3%	203	77155,5
7,5	4,3%	250	93415,3
8,0	3,9%	304	103611,1
8,5	3,3%	361	103059,7
9,0	2,6%	425	95362,6
9,5	2,3%	487	97569,4
10,0	1,6%	554	75744,5
10,5	1,2%	612	65307,1
11,0	1,1%	671	62331,2
11,5	1,0%	717	60538,2
12,0	0,9%	759	57596,3
12,5	0,8%	789	57323,3
13,0	0,6%	811	45626,2
13,5	0,5%	829	36330,8
14,0	0,4%	836	26250,8
14,5	0,3%	841	23657,0
15,0	0,4%	846	29332,0
15,5	0,3%	848	22176,6
16,0	0,3%	849	24437,4
16,5	0,3%	850	20573,8
17,0	0,2%	850	15013,3
17,5	0,2%	850	13345,2
18,0	0,1%	850	5004,4
18,5	0,0%	850	2780,2
19,0	0,0%	850	3336,3
19,5	0,0%	850	1668,1
20,0	0,0%	850	556,0
20,5	0,0%	850	1112,1
21,0	0,0%	850	556,0
21,5	0,0%	850	1112,1
22,0	0,0%	850	0,0
22,5	0,0%	850	0,0
23,0	0,0%	850	0,0
23,5	0,0%	850	0,0
24,0	0,0%	850	0,0
24,5	0,0%	850	0,0
25,0	0,0%	850	0,0
		Totale (AEP) (kWh)	1508313,4

Tabella 2.9 – Esempio numerico di determinazione analitica AEP

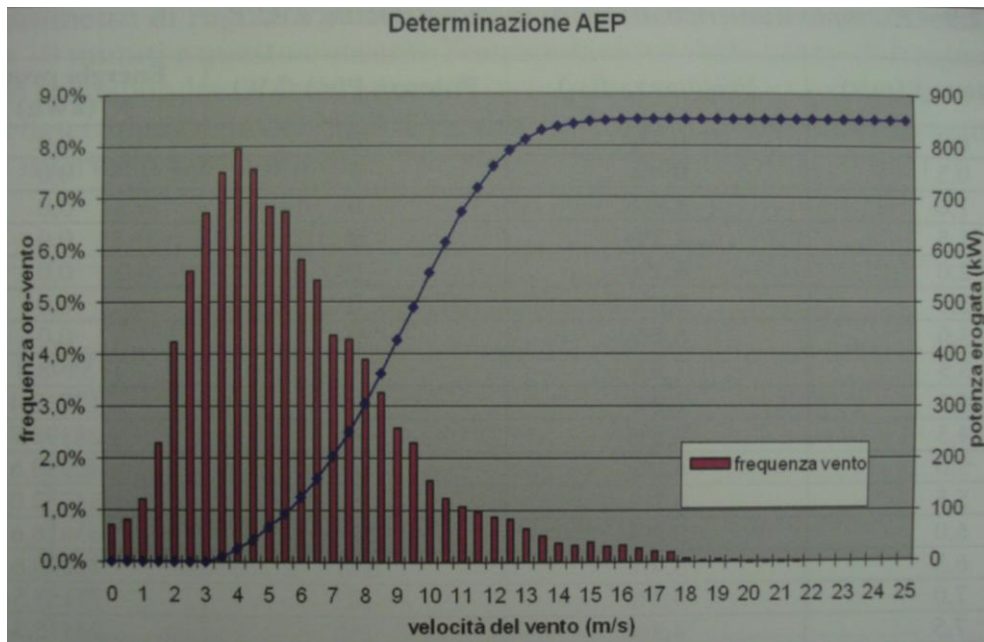


Figura 2.29 – Distribuzione frequenza ore-vento Vs curva di potenza aerogeneratore

L'elaborazione della curva di frequenza ore-vento consente, inoltre, la determinazione del parametro di forma della distribuzione di Weibull (k). Il calcolo viene effettuato per tentativi, imponendo un valore di k arbitrario nel range 1-4 e una densità di potenza pari a quella misurata. Il valore di k proprio della distribuzione è quello che minimizza lo scarto medio quadratico fra la frequenza ricavata con l'applicazione delle formule di Weibull e quella sperimentale. Per il caso studio analizzato il valore del parametro di forma della distribuzione di Weibull k è pari a 0,205, il confronto tra le due distribuzioni è riportato in figura 2.30.

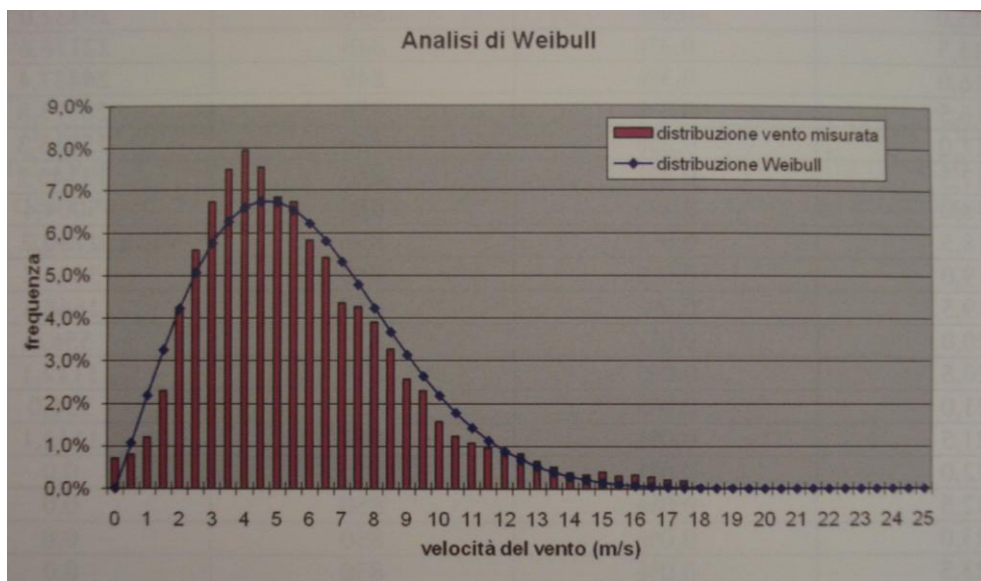


Figura 2.30 – Confronto tra una distribuzione di Weibull ($v_{media}=5,73$ m/s, $k=0,205$) e la distribuzione misurata

Nel caso esaminato l'utilizzo della distribuzione di Weibull in sostituzione della distribuzione reale porterebbe ad un errore nella stima dell'AEP inferiore all'1%. Con un ragionamento del tutto analogo a quanto visto per la velocità e la frequenza ore-vento, può essere effettuato un campionamento sulla direzione del vento al fine di determinare la rosa dei venti e le direzioni principali. L'intervallo di campionamento è solitamente pari a 22,5°, il che corrisponde a suddividere l'angolo giro in 16 settori di interesse. L'analisi delle direzioni principali, applicata al caso di studio in esame, porta alla determinazione della rosa dei venti in figura 2.31.

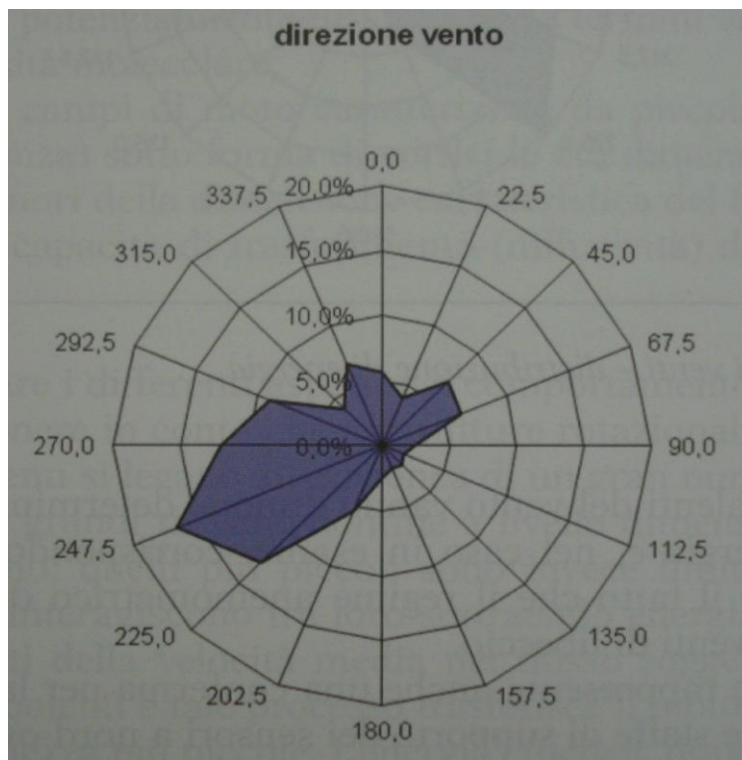


Figura 2.31 – Rosa dei venti – distribuzione di velocità

Di maggiore interesse rispetto alla distribuzione del vento è la distribuzione di energia, riportata in figura 2.32. Si è visto, infatti, che la potenza che è in grado di erogare un aerogeneratore è una frazione della potenza disponibile nel vento, che a sua volta dipende dal cubo della velocità. Calcolare l'energia disponibile in un settore in alternativa alla sua frequenza, consente di discriminare tra i settori dominati da venti di intensità maggiore (quindi più importanti dal punto di vista dell'AEP) rispetto a quelli dominati da venti di intensità inferiore. Il grafico in figura 2.32 ad esempio, evidenzia ancor di più l'importanza dei settori SW (sud-ovest, 225°) e WSW (ovest-sud-ovest, 292,5°) rispetto agli altri.

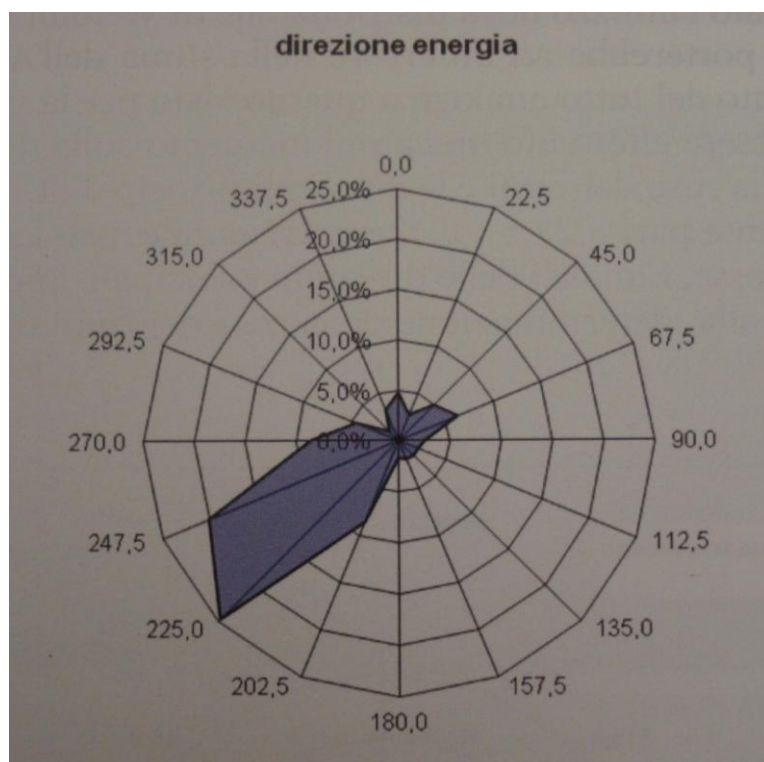


Figura 2.32 – Rosa dei venti – distribuzione di energia

Le direzioni prevalenti del vento vanno dunque determinate considerando la distribuzione di energia e, nel caso in esame, corrispondono ai settori SW e WSW, confermando il fatto che il regime anemometrico dell'area è dominato sostanzialmente da venti di libeccio.

Tale distribuzione rappresenta anche una conferma per la scelta, effettuata a priori, di installare le staffe di supporto dei sensori a nord-ovest (315°).

Dal punto di vista della definizione del layout è opportuno installare gli aerogeneratori ad una distanza minima pari a 7 volte il diametro del rotore nella direzione dei venti principali e 3 volte il diametro nella direzione dei venti secondari. Una ottimizzazione del layout così definito è possibile utilizzando dei modelli numerici avanzati.

2.2.4 Cenno ai modelli numerici avanzati

La determinazione della producibilità ed il progetto del layout di impianti eolici costituiti da più aerogeneratori presenta delle complessità aggiuntive rispetto al caso di un singolo aerogeneratore. A nulla serve, come anche qualcuno ha proposto, installare una stazione anemometrica in corrispondenza dell'ubicazione di ciascun aerogeneratore, poiché la presenza degli aerogeneratori introduce delle perturbazioni ai campi di moto misurati *ante operam* con gli strumenti di misura già descritti. Da questo la necessità di usare modelli numerici di dettaglio per simulare gli effetti di mutua interazione tra aerogeneratori vicini. La presenza degli aerogeneratori comporta inoltre un aumento dei valori di turbolenza locali. I flussi di vento, a causa dell'elevato valore del numero di Reynolds (tipicamente gli aerogeneratori operano in regimi in cui $Re \gg 100.000$) sono sempre turbolenti. La

turbolenza è causata da un valore di viscosità del fluido (aria) che non è sufficientemente elevato da sopprimere le instabilità del campo di moto dovute ai disturbi.

I fenomeni tipici attraverso i quali si manifesta la turbolenza sono:

- la presenza di perturbazioni del campo di moto e di tutte le grandezze fluidodinamiche per effetto di componenti fluttuanti sovrapposte al campo medio;
- una dissipazione dell'energia immessa nel sistema che è di gran lunga maggiore di quella potenzialmente dissipabile da termini viscosi proporzionali alla sola viscosità molecolare;
- la presenza di campi di moto caratterizzati da piccola lunghezza d'onda (elevata frequenza) sottoforma di vortici le cui dimensioni caratteristiche sono molto minori della dimensione caratteristica del fenomeno;
- una superiore capacità di trasferimento (diffusività) di tutte le grandezze trasportate.

Al fine di analizzare i differenti aspetti del comportamento di un flusso turbolento è necessario tenere in conto che le strutture rotazionali, ossia i vortici turbolenti, in esso presenti si legano all'esistenza di un gran numero di scale di lunghezza. I vortici più grandi trovano confine a livello dimensionale a mezzo del contorno del dominio; quelli più piccoli sono invece limitati dalla diffusione molecolare. I primi interagiscono tra loro sottraendo energia al moto medio; la presenza di gradienti della velocità media nel flusso soggetto a sforzi viscosi, distorce i vortici turbolenti e tale processo trasferisce il moto a strutture rotazionali su scale di lunghezza più piccole. L'energia cinetica, dunque, si trasferisce in una sorta di processo a cascata dalle strutture rotazionali più grandi a quelle più piccole dove viene dissipata.

Da un punto di vista fluidodinamica il moto di un fluido risulta definito dalle equazioni di bilancio di:

- massa (eq. di continuità);
- quantità di moto (eq. di Navier-Stokes).

Nel regime turbolento le equazioni della fluidodinamica continuano ad essere valide istantaneamente e localmente, tuttavia la loro simulazione diretta richiederebbe, a causa delle dimensioni caratteristiche e dei tempi caratteristici del fenomeno, risorse computazionali troppo elevate. Pertanto si rende necessaria una *modellazione della turbolenza*.

2.3 Mancato impatto ambientale (MIA): emissioni evitate di sostanze nocive




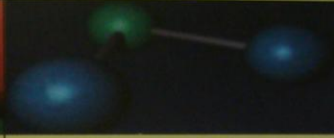
Un impianto eolico, durante la sua vita utile, presenterà benefici ambientali, in termini di emissioni evitate, derivanti dall'utilizzo di una forma di energia rinnovabile e pulita e non immettendo nell'atmosfera sostanze inquinanti, polveri, calore, come invece accade nel caso dei metodi tradizionali di generazione di energia elettrica.

In particolare le emissioni che vengono ridotte in modo significativo sono:

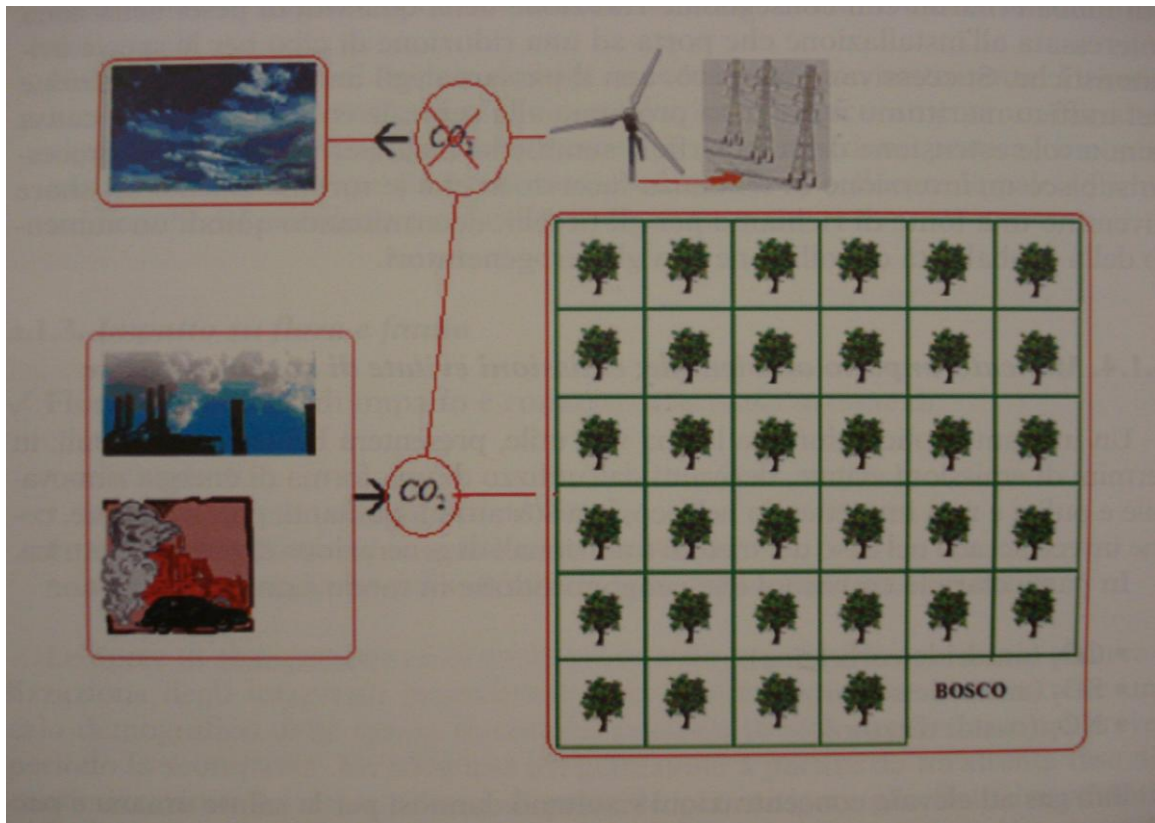
- CO₂ (anidride carbonica);
- SO₂ (anidride solforosa);
- NO_x (ossidi d'azoto).

Tali gas ad elevate concentrazioni risultano dannosi per la salute umana e per il patrimonio storico e naturale. Il progressivo aumento nell'atmosfera di particolari gas (soprattutto CO₂) risulta essere una causa fondamentale del temuto effetto serra, ritenuto dalla maggior parte degli scienziati il responsabile dei cambiamenti climatici della terra.

I benefici ambientali risultano di particolare rilevanza anche per impianti di piccola taglia: ad esempio in considerazione della producibilità stimata per un sistema eolico costituito da 3 pale eoliche della potenza di 20 kW con un numero di ore equivalenti prossimo alle 2.100 (2.100 kWh/kW), i benefici per l'ambiente possono essere quantificati come segue:

VALUTAZIONE MANCATO IMPATTO AMBIENTALE			
Emissioni evitate CO ₂ [Kg/anno]	TEP/anno	Emissioni evitate NO _x Kg/anno	Emissioni evitate SO ₂ Kg/anno
88.559,2	30,2	196,8	183,7
			
2.214,0	754,4	4,9	4,6
Emissioni evitate CO ₂ in 25 anni [ton]	TEP 25 anno	Emissioni evitate NO _x 25 anni [ton]	Emissioni evitate SO ₂ 25 anni [ton]

Considerando che un ettaro di bosco è in grado di assorbire circa 5550 kgCO₂ all'anno (circa 300 alberi a medio fusto per ettaro), la realizzazione dell'intervento equivale ad un rimboschimento di $88.559,2/5550 = 15,95$ Ha/anno.



Il sistema eolico considerato ($P=60$ kW), nel corso della vita utile, inietterà in rete oltre 3 milioni di kWh di energia pulita senza emissione alcuna di sostanza inquinanti e/o produzione di scorie tossiche. Ciò equivale a risparmiare oltre 2.000 tonnellate di CO_2 /anno rispetto al caso in cui detta energia fosse prodotta con ricorso alle fonti fossili. Considerando che un automobilista medio produce con la sua autovettura circa 1,5 tonnellate di CO_2 all'anno, i benefici ambientali dovuti all'esercizio di questo impianto sono equivalenti a quelli che si avrebbero se, improvvisamente, 40 automobili smettessero di circolare per 30 anni.

Capitolo III

Produzione, trasmissione, trasformazione e distribuzione dell'energia elettrica

3.1 Potenza elettrica da trasmettere e modalità di connessione

Obiettivo ultimo della distribuzione di energia elettrica è quello di consegnare all'utente quantitativi energetici con profili di qualità stipulati nei relativi contratti di fornitura con l'ente distributore. Il livello di tensione dell'energia elettrica prodotta nelle centrali (ad esempio 20 kV) viene elevato a 220-380 kV dalle stazioni di trasformazione direttamente connesse alle centrali. Il motivo risiede nel fatto che le perdite di potenza in linea risultano essere inversamente proporzionali al quadrato della tensione:

$$\Delta W = (\rho L W^2) / (S \cos^2 \phi V^2) \quad \text{ sistema trifase c.a.}$$

Dove:

W = potenza elettrica da trasmettere in linea;

L = lunghezza;

ρ = resistività del materiale conduttore;

S = sezione del conduttore;

$\cos \phi$ = fattore di potenza;

V = livello di tensione concatenata di linea.

Dalle stazioni di trasformazione la trasmissione dell'energia ad altissima tensione AAT avviene mediante l'utilizzo di elettrodotti costituiti da linee aeree trifasi, che le connettono alle stazioni ricevatrici primarie che riducono il livello di tensione da 220-380 kV a 150, 132 o 60 kV (AAT→AT).

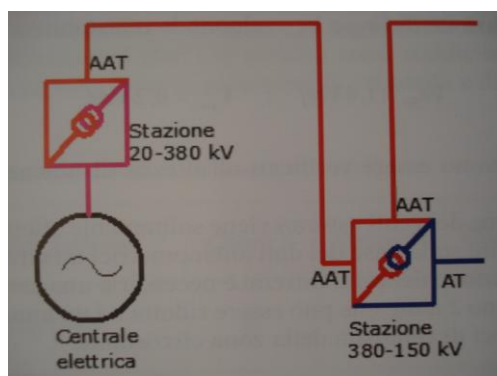


Figura 1.16 – Dalla centrale elettrica alla stazione ricevatrice 20→380→150 kV

Dalle stazioni ricevitrici primarie l'energia elettrica viene trasferita con elettrodotti in cavo o aerei alle stazioni ricevitrici secondarie (cabine primarie) che ne riducono il livello di tensione da 150, 132, 60 kV a 20-8,4 kV (AT→MT).

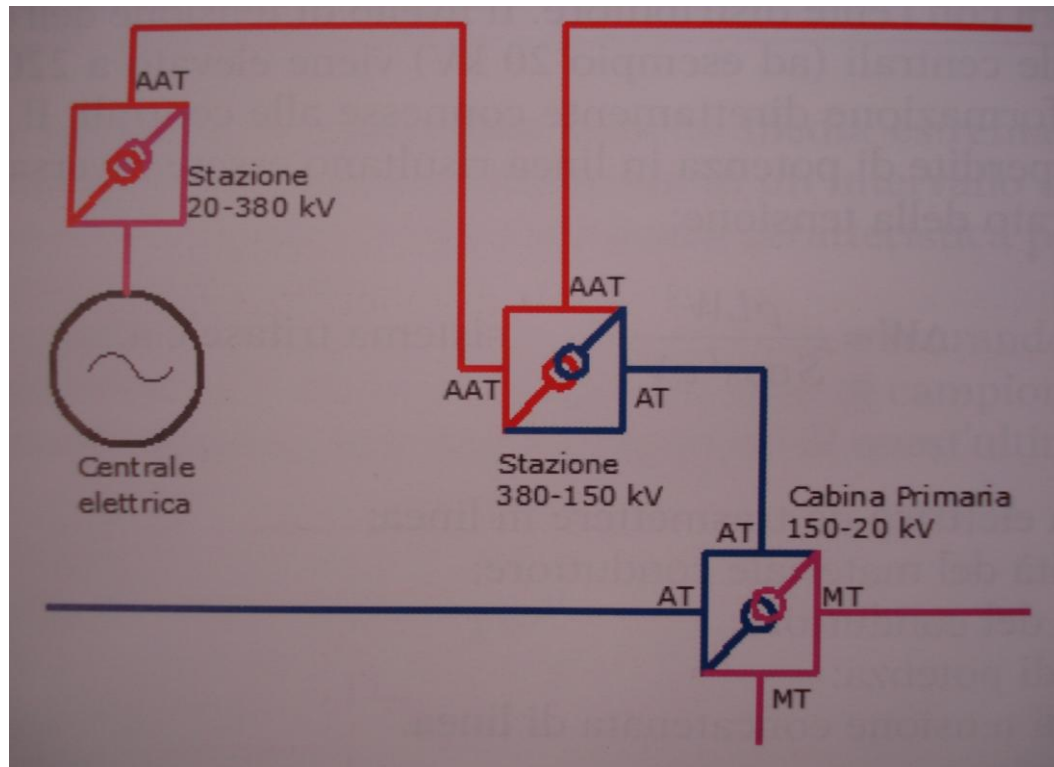


Figura 1.17 – Dalla stazione ricevitrice alla cabina primaria AT→MT

Dalle cabine primarie l'energia viene trasmessa nelle zone rurali mediante l'utilizzo di elettrodotti costituiti da tralicci di dimensioni minori o pali e nelle zone urbane anche attraverso cavidotti interrati. Le linee arrivano in cabine secondarie che trasformano il livello di tensione da 20-8,4 kV ai valori di alimentazione delle linee in bassa tensione 380 V (tensione concatenata trifase) – 220 V (tensione monofase) (MT→BT).

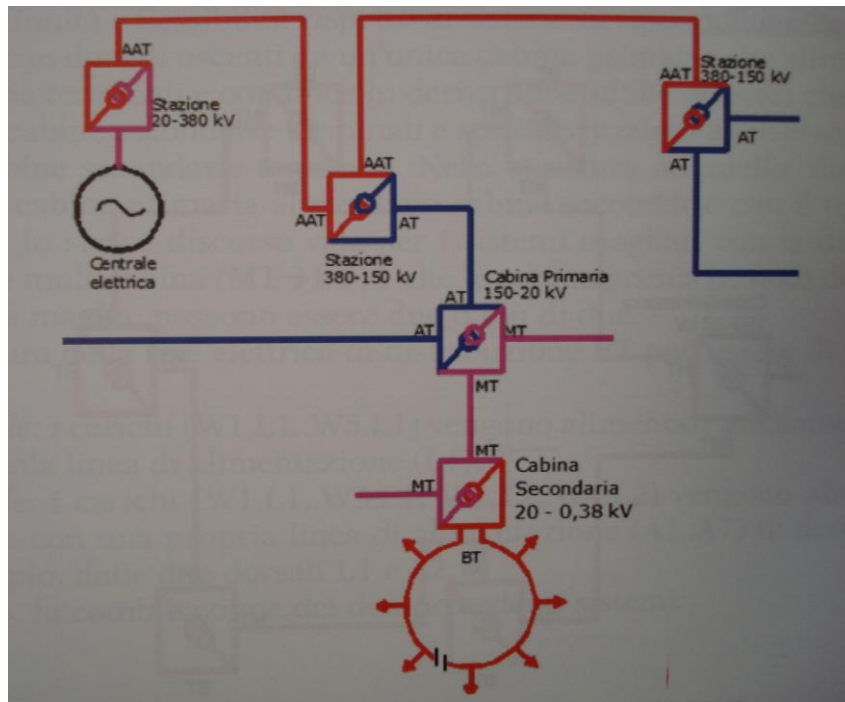


Figura 1.18 – Dalla stazione ricevitrice alla cabina primaria AT→MT

La struttura della rete elettrica di distribuzione MT è funzione della densità di carico zonale e del mantenimento di parametri di qualità del servizio di distribuzione dell'energia elettrica come la continuità di servizio e l'invarianza del livello di tensione entro certi limiti di tolleranza. Generalmente è possibile riconoscere le seguenti strutture:

- Struttura magliata:

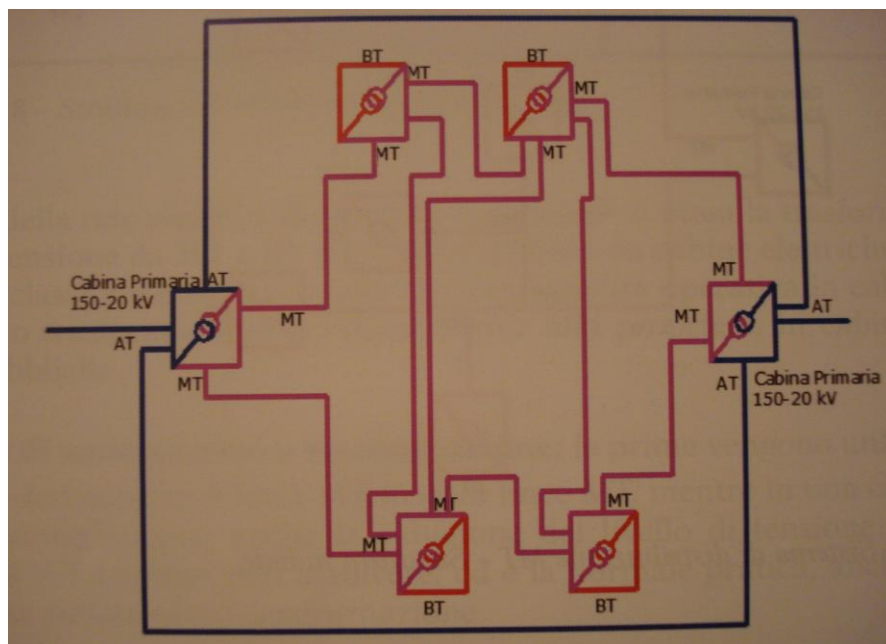


Figura 1.19 – Sistema di distribuzione MT – struttura magliata

- Struttura ad anello:

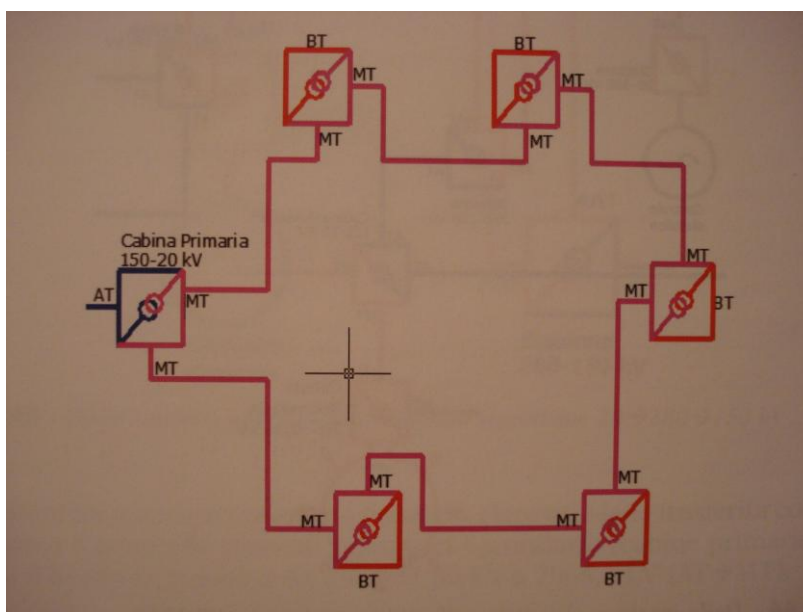


Figura 1.20 – Sistema di distribuzione MT – struttura ad anello

- Struttura radiale:

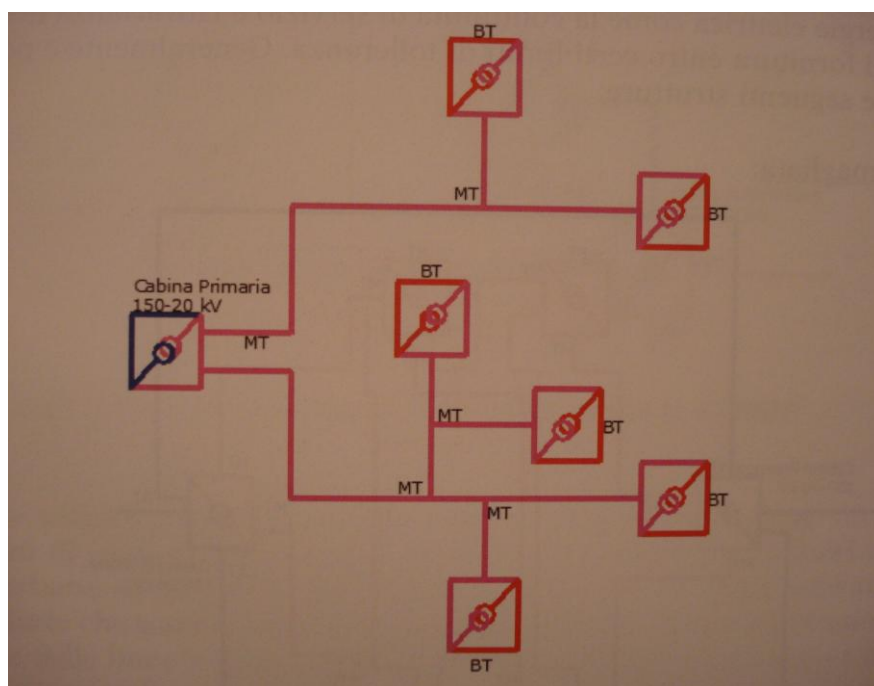


Figura 1.21 – Sistema di distribuzione MT – struttura radiale

Le strutture magliate presentano complessità di esercizio e notevole sviluppo di linee ma permettono una maggiore qualità del servizio di distribuzione in termini di continuità e flessibilità rispetto ai sistemi di tipo radiale. Questi ultimi si sviluppano con dorsali

uscanti da un'unica cabina primaria che alimentano cabine secondarie terminali e con linee in derivazione (dalle dorsali) che alimentano a loro volta cabine secondarie terminali e sottoderivazioni anch'esse in alimentazione su cabine secondarie terminali. Nella struttura ad anello, dorsali uscenti da un'unica cabina primaria alimentano cabine secondarie con il tipico sistema "entra-esce"; lo stesso discorso vale per i sistemi magliati con la differenza che l'entra-esce è multicabina (MT→BT) e che le cabine primarie, nodi dell'anello più esterno della maglia, possono essere due o più di due.

La struttura della rete elettrica di distribuzione BT può essere di tipo

- *dorsale*: i carichi vengono alimentati mediante l'utilizzo di una sola linea di alimentazione (L1);
- *radiale*: i carichi vengono alimentati ciascuno con una propria linea di alimentazione in derivazione, ad esempio dalle due dorsali L1 e L2;
- *misto*: la combinazione dei due precedenti sistemi.

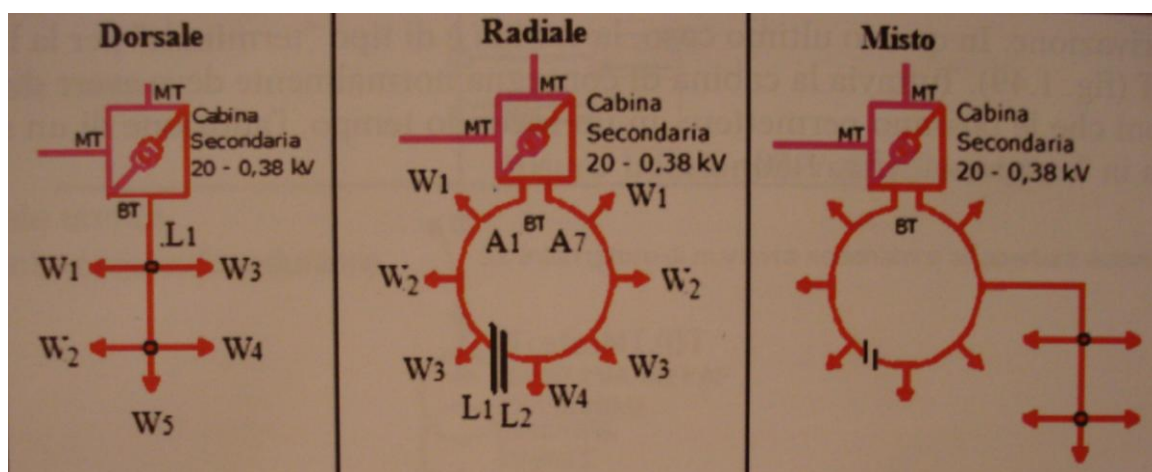


Figura 1.22 – Strutture dei sistemi di distribuzione BT

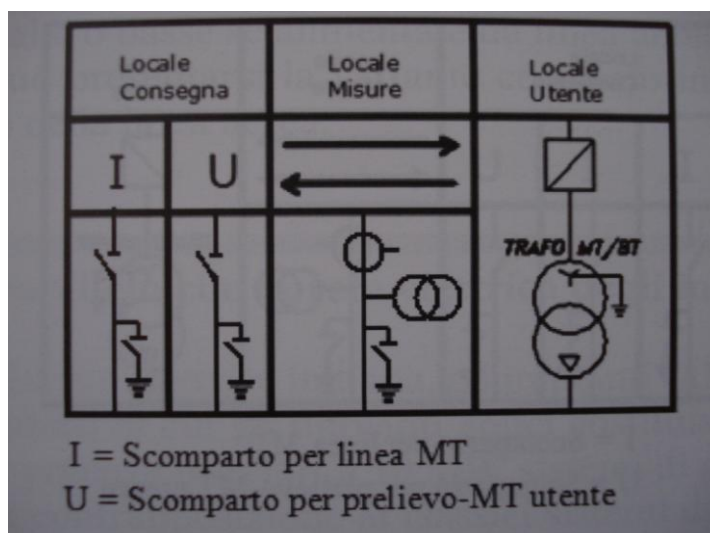
I nodi della rete elettrica di distribuzione in cui si attua la trasformazione del livello di tensione da MT a BT sono rappresentati da cabine elettriche che possono essere classificate relativamente alla funzionalità operativa in cabine di smistamento o trasformazione e, relativamente alla proprietà, in cabine private e cabine pubbliche.

- **Cabine di smistamento e trasformazione:** le prime vengono utilizzate come nodi di derivazione di linee MT in altre linee MT, mentre in una cabina di trasformazione avviene anche la riduzione del livello di tensione da 20 kV a 380-220 V. La cabina può assolvere, ed è la normale pratica, anche la doppia funzione smistamento-trasformazione.
- **Cabine private:** la proprietà della cabina, lo dice la parola stessa, è dell'utenza privata; vengono utilizzate per l'alimentazione di utenze industriali con linee in media tensione (carichi dell'ordine delle centinaia di kW). Sono ubicate in

prossimità degli stabilimenti industriali che alimentano e sono costituite da tre locali distinti:

1. *locale utente*: in cui trovano alloggio i sistemi di manovra e protezione BT/MT dell'utenza e il trafo MT/BT. Ogni singola unità di trasformazione può raggiungere al massimo potenze di 2 MVA (alimentazione con dorsale uscente da cabina primaria AT/MT con MT a 20 kV);
2. *locale misure*: in cui sono posizionati i gruppi di misura (bidirezionali se il cliente è anche produttore). Il locale deve essere accessibile da personale autorizzato dal distributore indipendentemente dalla presenza dell'utente;
3. *locale di consegna*: locale in cui si individua il punto di prelievo MT dell'utenza ed in cui trovano alloggio i sistemi di manovra e protezione di pertinenza dell'ente distributore. Anche in questo caso il locale deve essere accessibile da personale autorizzato dal distributore indipendentemente dalla presenza dell'utente.

L'arrivo della linea MT nella cabina di consegna può essere in "entra-esci" o in derivazione. In questo ultimo caso, la cabina è di tipo "terminale" per la linea MT. Tuttavia la cabina di consegna normalmente deve avere dimensioni che le possano permettere, in un secondo tempo, l'adozione di un sistema in "entra-esci".



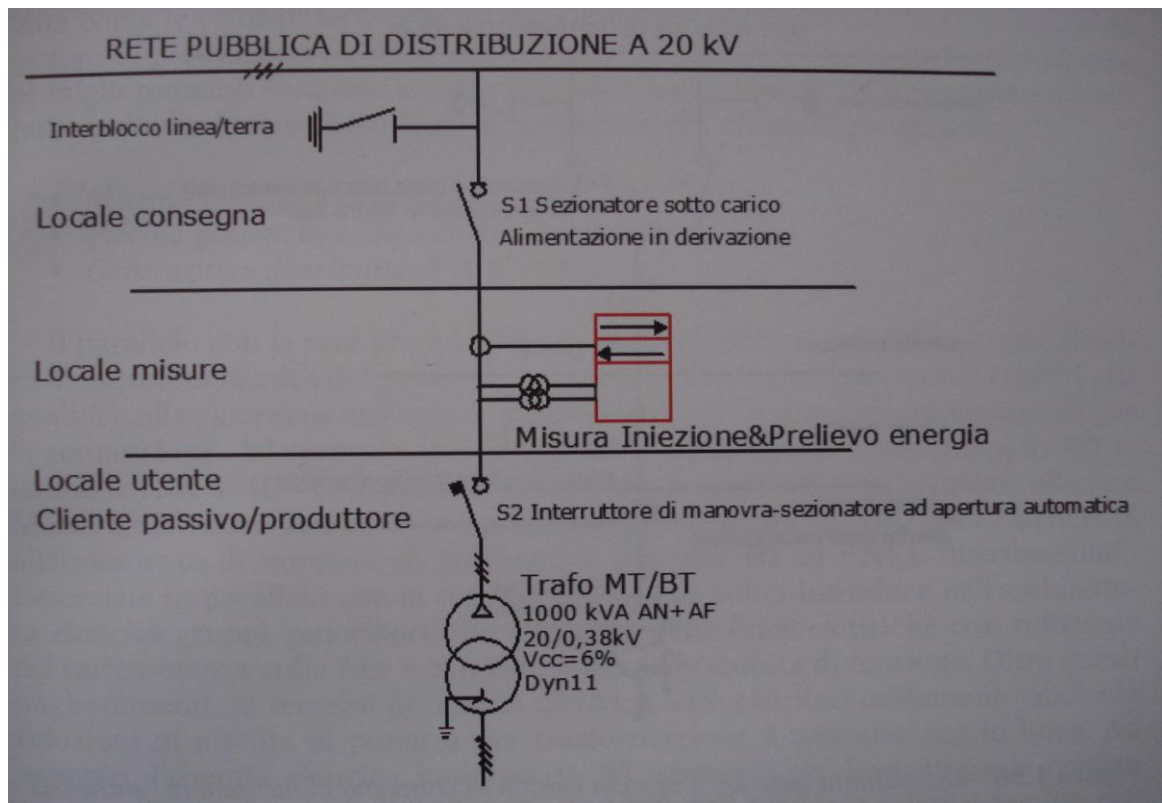
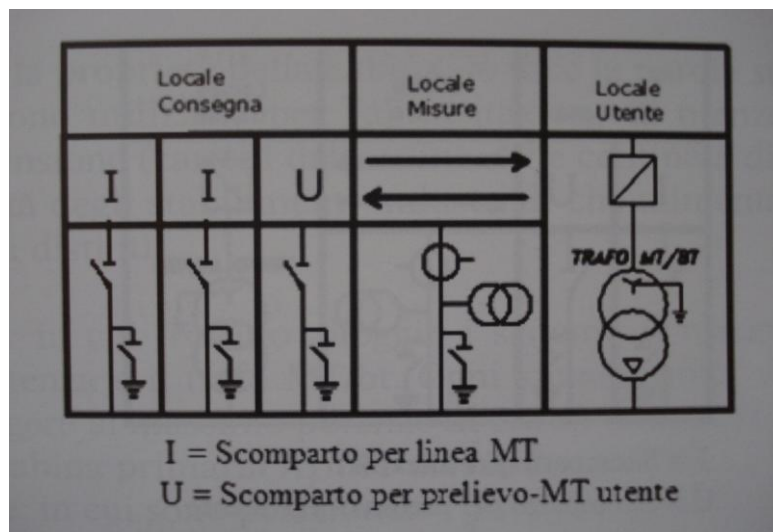


Figura 1.23 – Diagramma elettrico a blocchi cabina di consegna terminale alimentata in derivazione



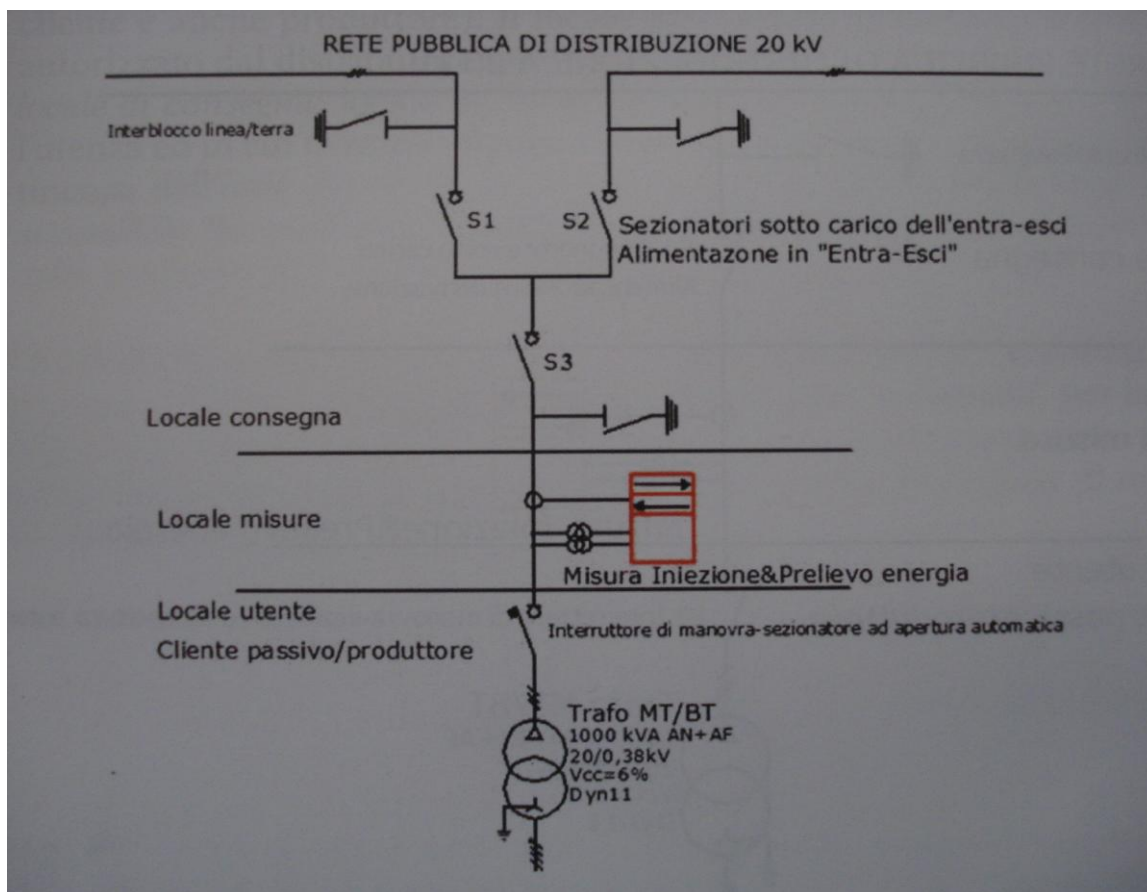


Figura 1.24 – Diagramma elettrico a blocchi cabina di consegna alimentata in “entra-esci”

Il sistema di interblocco linea/terra costituito dal singolo e dal doppio coltello di terra, a seconda della tipologia di alimentazione, permette in occasione di lavori di manutenzione dell’impresa distributrice di lavorare in sicurezza sul tratto di rete pubblica scollegato. L’apertura dei sezionatori di linea, in automatico, comanda la chiusura dei coltelli di terra.

- **Cabine pubbliche:** sono di proprietà dell’impresa distributrice ed alimentano utenze monofase/trifase (carichi domestici/artigianali) in BT (220/380 V). Non dispongono di gruppi di misura interni poiché la misura viene effettuata direttamente in consegna presso il contatore bidirezionale dell’utente. Prevedono l’utilizzo di trafo MT/BT con potenza che solitamente non supera 1 MVA. A seconda del sito di ubicazione possono essere distinte in cabine rurali ed urbane ed in cabine alte o basse se alimentate da linea aerea o da cavidotto. Tra le cabine rurali, può presentarsi la variante con trafo inserito direttamente su palo di sostegno della linea aerea.

3.2 Esercizio in parallelo con la rete elettrica degli impianti eolici

Nel contesto della rete elettrica italiana, gli impianti IAFR (Impianti Alimentati da Fonti Rinnovabili) di cui gli impianti eolici costituiscono un sottoinsieme, rappresentano, per potenze inferiori a 10 MW, sistemi di generazione distribuita concettualmente in contrapposizione ai classici sistemi di produzione centralizzata come le centrali termoelettriche. Le utenze elettriche attingono potenza da gruppi di produzione limitrofi alle utenze stesse, con il vantaggio di contribuire al miglioramento funzionale della rete elettrica. I sistemi di generazione distribuita possono essere classificati in funzione della classe di potenza in:

1. *Microgenerazione distribuita*: $P \leq 50$ kW
2. *Piccola generazione distribuita*: $P \leq 1$ MW
3. *Generazione distribuita*: $P \leq 10$ MW

Il parallelo con la rete di un impianto di produzione è subordinato alla verifica di fattibilità tecnica del gestore di rete locale, i cui criteri di verifica relativi alla qualità e alla sicurezza dell'esercizio sono riportati in prescrizioni da seguire per la connessione. Ad esempio, per ENEL – Distribuzione, per connessioni in MT si avevano le “DK-5740 – Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete MT di ENEL - Distribuzione” e per connessioni in BT le “DK-5940 – Criteri di allacciamento di impianti di produzione alla rete BT di ENEL - Distribuzione”.

Ora invece i criteri di connessione per le reti in MT e in AT sono definiti dalla “Norma CEI 0 -16 – Regola tecnica di riferimento per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT ed MT delle Imprese distributrici di energia elettrica”.

La presente Norma ha lo scopo di definire i criteri tecnici per la connessione degli utenti alle reti elettriche di distribuzione con tensione nominale in corrente alternata superiore a 1 kV fino a 150 kV.

L'esercizio in parallelo con la rete degli impianti eolici introduce nell'architettura elettrica gruppi generatori alle estremità delle linee elettriche con riduzione del carico-utenza sulla rete e con riduzione della caduta di tensione. Oltre questi miglioramenti, in termini di qualità elettrica, si registrano ovviamente anche le riduzioni di perdita di potenza per trasformazione e trasmissione in linea. Ad esempio, l'energia elettrica immessa in BT consente di risparmiare le perdite relative alle trasformazioni AAT→AT, AT→MT, MT→BT e le relative perdite per trasmissione in linea AT, MT mentre l'energia elettrica iniettata in MT consente di risparmiare le perdite di trasformazione AAT→AT e AT→MT e le perdite per trasmissione in linea AT.

3.3 Tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica di distribuzione MT e BT

Poniamoci nel caso in cui si abbia una porzione di rete elettrica con utenze alimentate in MT e BT e con gruppi di generazione eolica allacciati alla rete di distribuzione MT e BT. E' possibile riconoscere le seguenti tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica:

- **Connessione in “entra-esci” da linea MT esistente:** ad esempio, può essere il caso di un'utenza semi-industriale alimentata in MT su cabina privata con potenza del trafo di 630 kVA. Al trafo, lato BT, fanno capo i carichi utenza e l'impianto eolico con potenza di 100 kW (figg. 1.25 – 1.26).

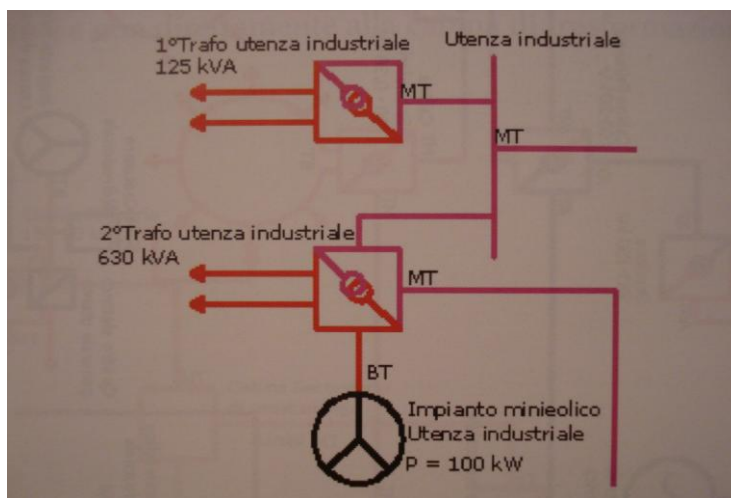


Figura 1.25 – Connessione in “entra-esci”

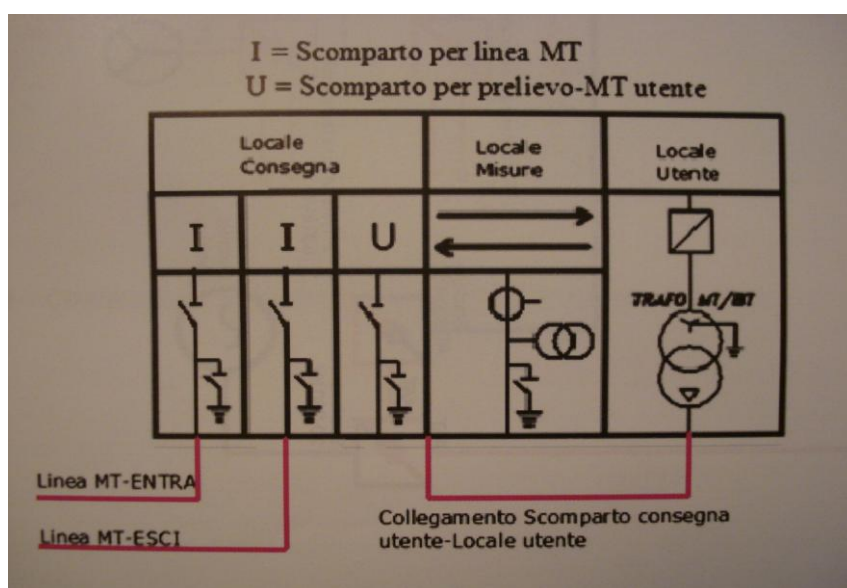


Figura 1.26 – Schema di connessione a blocchi in “entra-esci”

Può essere anche il caso dell'allaccio di una centrale eolica, ad esempio, della potenza di 1 MW con trafo dedicato da 1250 kVA. La cabina dedicata lato utente contiene il trafo MT/BT che eleva il livello di tensione a 20 kV; completano la cabina lo scomparto misure accessibile indipendentemente dal soggetto responsabile della connessione e dal gestore di rete e lo scomparto "gestore di rete", accessibile esclusivamente dal gestore di rete, che contiene l'impiantistica elettrica di rete ai fini della connessione in "entra-esce" dalla linea MT esistente, che risulta alimentata da una cabina di trasformazione secondaria Enel.

- **Connessione in derivazione da cabina di trasformazione o smistamento (connessione con stallo da sbarra MT di cabina secondaria):** può rappresentare una variante rispetto alla precedente connessione differenziandosi per il collegamento diretto della cabina di consegna (dedicata all'impianto eolico) ad una cabina di trasformazione o smistamento (Enel) mediante l'inserimento di un tratto di linea MT. Nell'esempio precedente, il tratto di linea MT faceva capo al punto di connessione sulla linea, individuato dall'impresa distributrice e non direttamente alla cabina di trasformazione o smistamento.

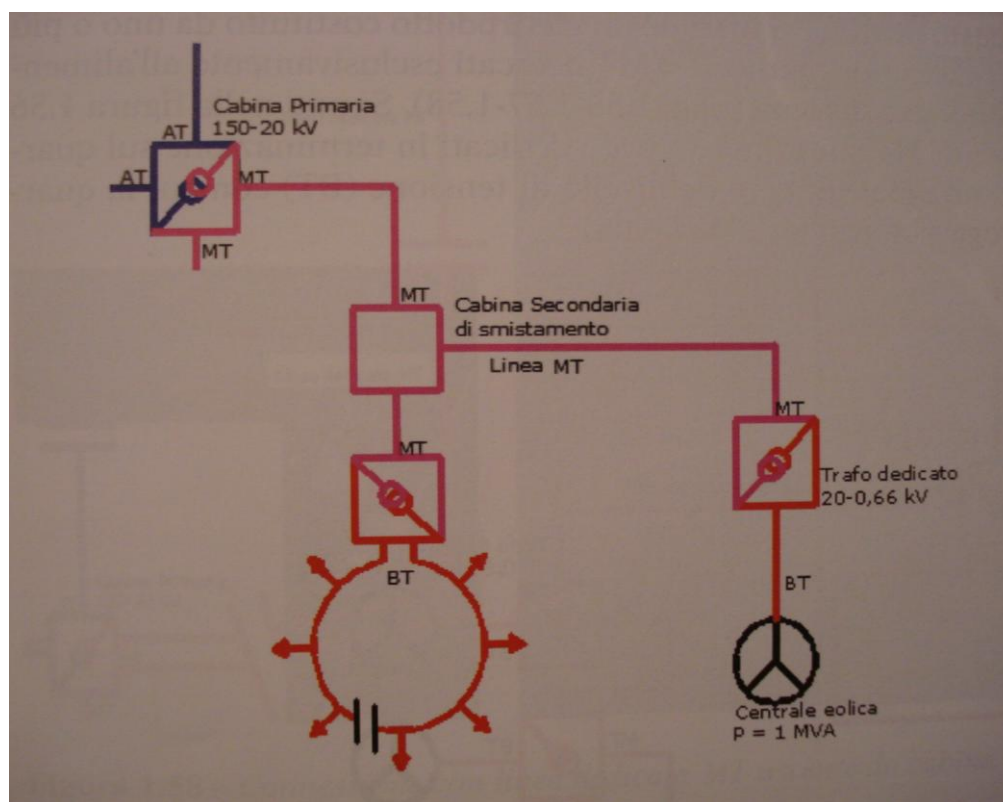


Figura 1.27 – Connessione in derivazione da cabina di smistamento

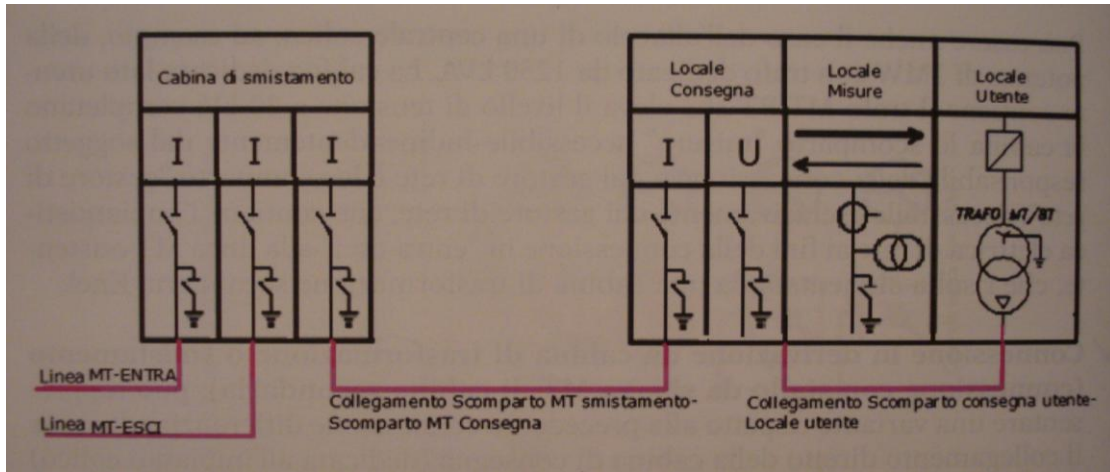


Figura 1.28 – Schema di connessione a blocchi in derivazione da cabina di smistamento

- **Connessione con linea dedicata MT uscente da cabina primaria (connessione con stallo da sezione MT di cabina primaria):** per potenze richieste in allaccio superiori ai 3 MVA, di norma, occorre una connessione con linea dedicata; con questo termine si intende un elettrodotta costituito da uno o più cavi in uscita da cabina primaria AT→MT dedicati esclusivamente all'alimentazione della cabina di consegna. Si noti nella figura 1.29 il multi-entra-esci in MT sui primi tre trafo dedicati in terminazione sul quarto trafo dedicato all'innalzamento del livello di tensione (BT) con cui la quarta pala eolica eroga potenza (1,5 MW/pala).

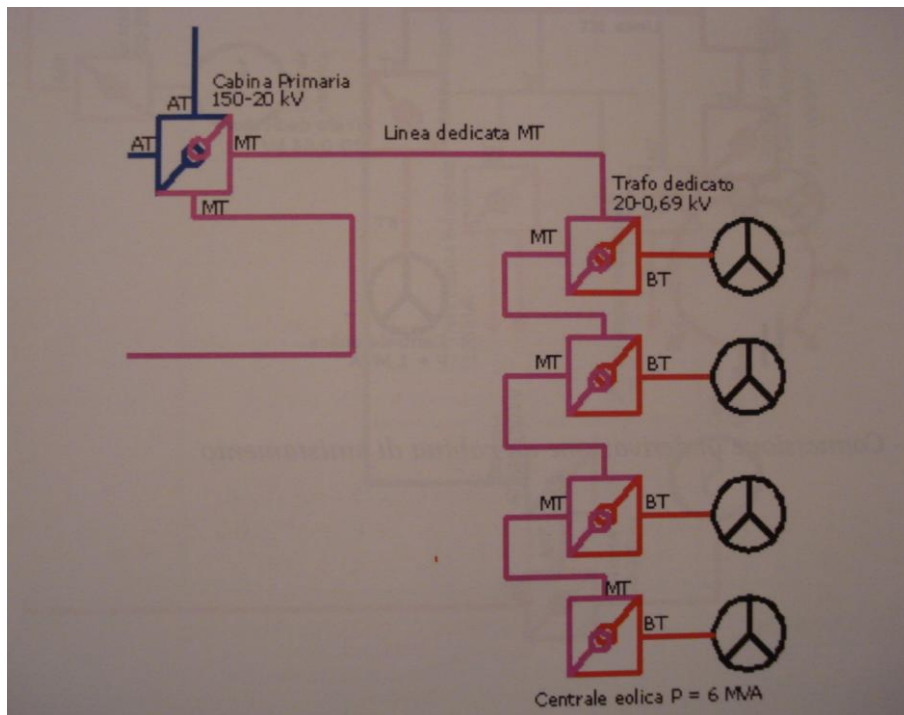


Figura 1.29– Connessione con linea dedicata MT uscente da cabina primaria

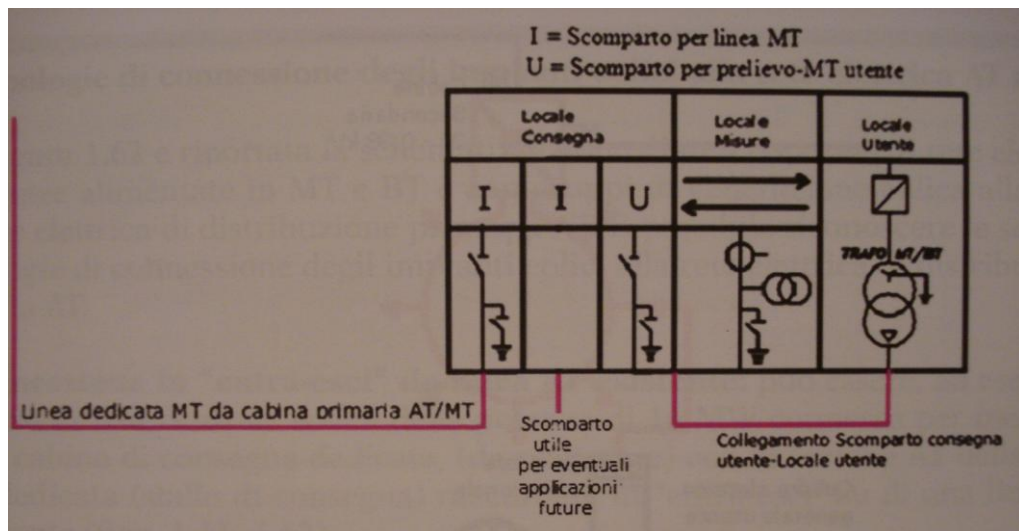


Figura 1.30 – Schema di connessione a blocchi con linea dedicata MT uscente da cabina primaria (1 trafo dedicato)



Figura 1.31 – Connessione con linea dedicata MT uscente da cabina primaria

Relativamente alla connessione degli impianti eolici alla rete elettrica di distribuzione BT le potenze richieste per l'allaccio, dal 1° gennaio 2009 con l'entrata in vigore del TICA (Testo Integrato delle Connessioni Attive, di cui l'allegato A, che ne costituisce parte integrante, ha effetti a decorrere dal 1° gennaio 2009), di norma, non dovranno superare i 100 kW (potenza nominale lato CA "vista" dal gestore di rete elettrica locale). Per allacci di impianti con $P \leq 6\text{kW}$ l'allaccio sarà di tipo monofase con tensione di 220 V.

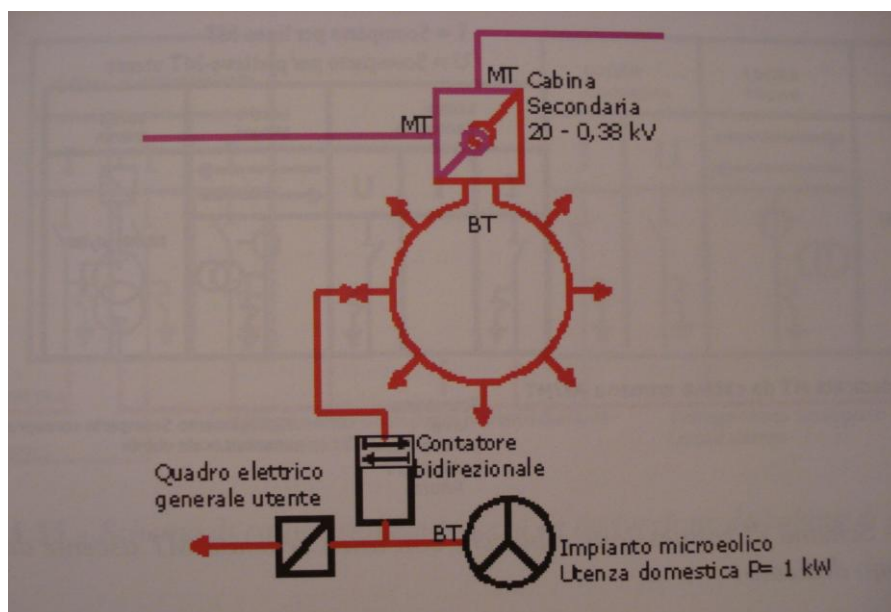


Figura 1.32 – Connessione di impianti eolici in BT



Figura 1.33 – Connessione di impianti eolici in BT

3.4 Tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica AT e AAT

Poniamoci adesso invece nel caso in cui si abbia una porzione di rete elettrica con utenze alimentate in MT e BT e con gruppi di generazione eolica allacciati alla rete di distribuzione primaria AT. E' possibile riconoscere le seguenti tipologie di connessione degli impianti eolici alla rete elettrica:

- **Connessione in “entra-esce” da linea AT esistente:** può essere, ad esempio, il caso di una centrale eolica della potenza di 16 MW connessa per mezzo di una cabina di consegna dedicata, (da realizzare) con la sezione AT della cabina dedicata (stallo di consegna) raccordata in “entra-esce” su di una linea AT esistente.

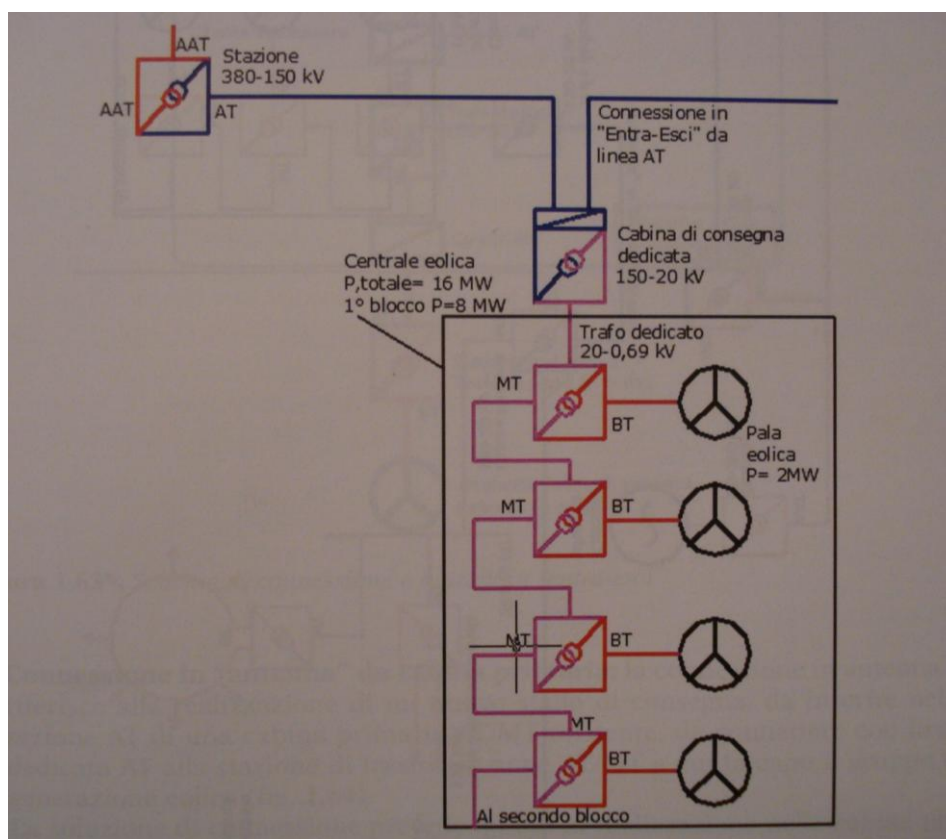


Figura 1.34 – Connessione in “entra- esce”

La soluzione di connessione prevede la realizzazione di una cabina di consegna dedicata e del sistema di raccordi (in cavo o aerei) alla linea esistente AT. La cabina di consegna sarà costituita dall'unione dell'impianto di consegna (apparecchiature di manovra e gruppo misure) e dalla stazione di trasformazione costituita dalle sbarre AT, dalla sezione stalli di consegna AT e dai raccordi di linea AT. Per quel che riguarda la sezione stalli di consegna, oltre al doppio stallo per la consegna in “entra-esce” viene riservato un opportuno spazio per la realizzazione in futuro di uno o più stalli di ampliamento.

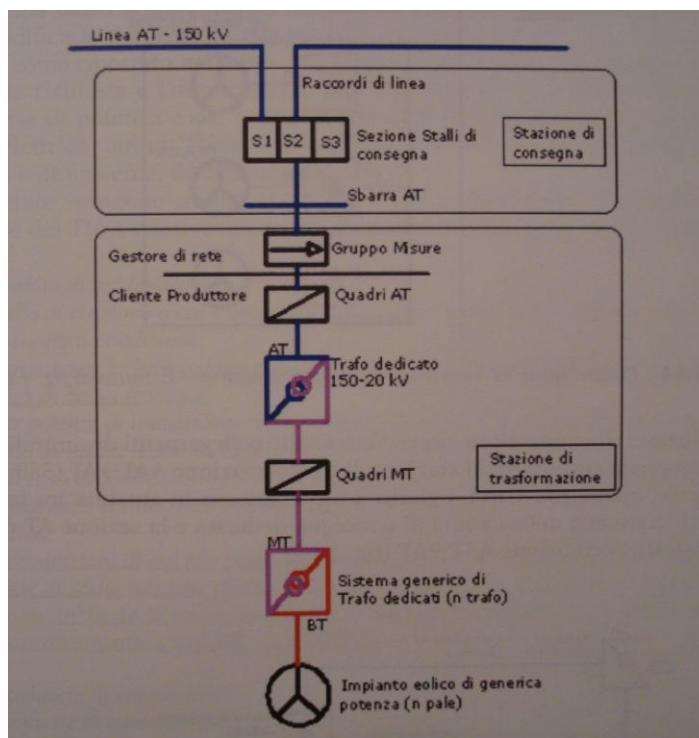


Figura 1.35 – Schema di connessione a blocchi in “entra-esce”

- **Connessione “in antenna” da cabina primaria:** la connessione in antenna si riferisce alla realizzazione di un nuovo stallo di consegna, da inserire nella sezione AT di una cabina primaria AT/MT esistente, da connettere con linea dedicata AT alla stazione di trasformazione AT/MT a cui fa capo il gruppo di generazione eolica. La soluzione di connessione prevede quindi la realizzazione nella cabina primaria esistente di un sistema di sbarre AT, di un nuovo stallo AT, di un impianto di consegna e dell’elettrodotto.

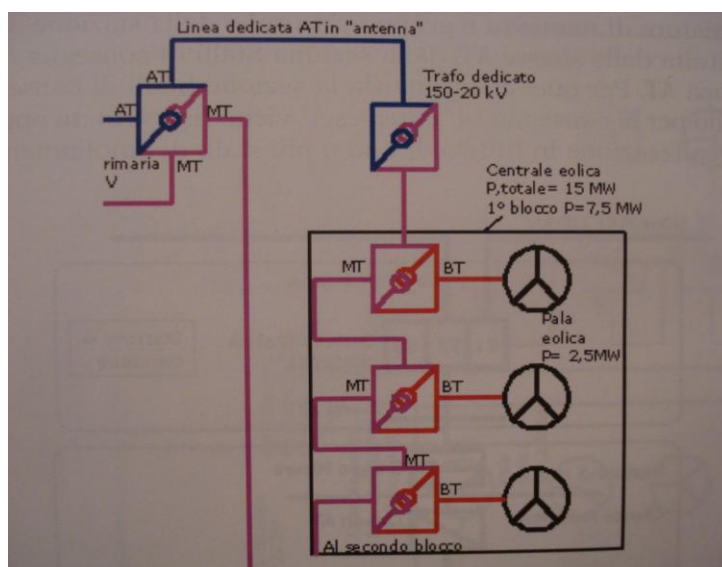


Figura 1.36 – Connessione “in antenna” da cabina primaria

Le soluzioni di connessione prevedono anche collegamenti di centrali eoliche, in antenna da sezioni AT di stazioni di trasformazione AAT→AT (380-150 kV). In questo caso è previsto un elettrodotto connesso in antenna tra la sezione stalli di consegna della cabina di consegna dedicata e la sezione AT della stazione di trasformazione AAT→AT.

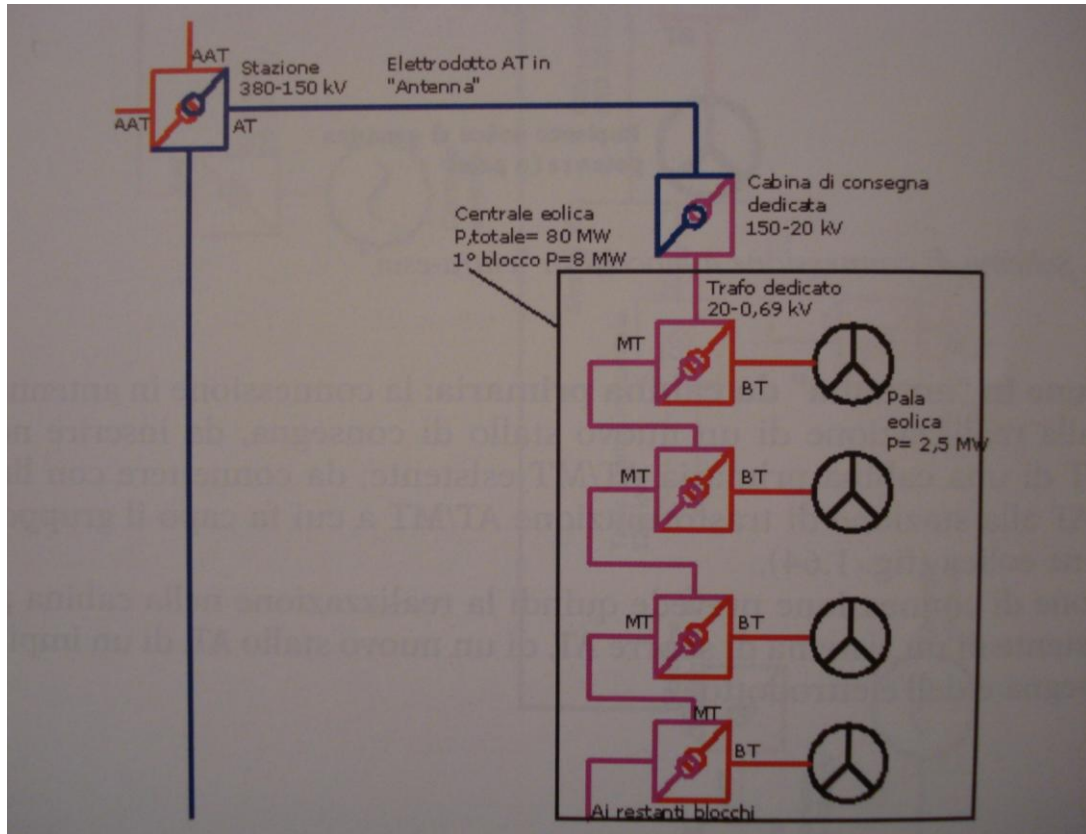


Figura 1.37 – Connessione in antenna da stazione di trasformazione AAT→AT

3.5 Protezione dei generatori eolici contro i fulmini e sovratensioni

3.5.1 Rischio dalle scariche atmosferiche

Gli impianti ad energia eolica sono impianti elettrici ed elettronici sofisticati, concentrati in spazi molto ristretti. Si può trovare tutto quello che offre l'elettrotecnica e l'elettronica: impianti di commutazione, motori e azionamenti, invertitori di frequenza, sistemi bus con attuatori e sensori. Facilmente si capisce che delle sovratensioni possono causare diversi danni.

A causa della posizione e l'altezza della costruzione, gli impianti ad energia eolica sono soggetti alla fulminazione diretta. Così il rischio di fulminazione aumenta al quadrato con l'altezza della costruzione. Impianti ad energia eolica Megawatt, raggiungono un'altezza complessiva fino a 150 m e sono perciò particolarmente soggetti a rischio. Serve dunque una protezione contro i fulmini e le sovratensioni completa.

3.5.2 Numero degli eventi pericolosi

Il numero annuale dei fulmini nube - terra per una determinata regione risulta dal livello isoceraunico. In Europa per zone costiere e di collina vale un numero medio di uno a tre fulmini a terra per km² e anno. Per il dimensionamento delle misure di protezione contro i fulmini deve essere osservato che con una altezza dell'oggetto maggiore di 60 m in zona esposta alla fulminazione che oltre i fulmini discendenti devono essere calcolate anche i fulmini ascendenti terra - nube. I fulmini terra - nube, partendo da alti oggetti esposti, hanno un'elevata carica di corrente da fulmine e sono principalmente di grande importanza per le misure di protezione delle pale del rotore e per il dimensionamento degli scaricatori di corrente da fulmine.

3.5.3 Normativa

Di base per il dimensionamento del concetto di protezione sono in prima linea i risultati di un'accurata valutazione dei rischi, nonché le direttive delle compagnie assicurative. L'associazione delle compagnie assicurative della Germania, nella sua guida Vds - 2010 per una protezione contro i fulmini e le sovratensioni orientata al rischio degli impianti ad energia eolica, consiglia almeno un livello di protezione II, per soddisfare le richieste di protezione minime di questi impianti.

3.5.4 Concetto di protezione a zone da fulminazione

Il concetto di protezione a zone da fulminazione è un provvedimento di strutturazione per realizzare un ambiente EMC all'interno dell'oggetto. L'ambiente definito EMC viene specificato dalla immunità ai disturbi degli apparecchi elettrici utilizzatori. Il concetto di protezione a zone, come misura di protezione, include quindi di ridurre i disturbi condotti e di campo alle interfacce di zona a valori prestabiliti. A questo scopo l'oggetto da

proteggere viene suddiviso in zone di protezione. Le zone di protezione risultano dalla costruzione dell'impianto eolico e dovrebbero rispettare la loro struttura. E' decisivo che gli effetti dei parametri da fulminazione diretta dall'esterno tramite schermatura e l'installazione di dispositivi di protezione da sovratensioni possano essere ridotti in maniera tale che i sistemi e apparecchi collocati all'interno dell'impianto eolico possano funzionare senza essere disturbati.

3.5.5 Schermatura

La navicella dovrebbe essere costruita come schermo metallico chiuso in se stesso. All'interno della navicella si ottiene così un volume con un campo elettromagnetico, relativo all'esterno, sensibilmente attenuato. I quadri di commutazione e comando nella navicella e se presenti nell'edificio di servizio posto in prossimità della torre eolica dovrebbero essere anche loro di costruzione metallica. I collegamenti dovrebbero essere provvisti di uno schermo di grande sezione per portare elevate correnti. Conduttori schermati dal punto di vista della tecnica antidisturbo, sono efficaci contro gli accoppiamenti EMC se gli schermi sono collegati all'equipotenzialità su entrambi i lati. La connessione degli schermi deve avvenire con morsetti a contatto su tutta la circonferenza del conduttore, senza che siano installate delle lunghe trecce di connessione, inefficaci dal punto di vista EMC.

3.5.6 Impianto di terra

Per la messa a terra di un impianto a energia eolica deve essere utilizzata in ogni caso l'armatura metallica della torre. La realizzazione di un dispersore di fondazione nel basamento della torre, e se presente nella fondazione dell'edificio di servizio, è preferibile anche dal punto di vista del pericolo di corrosione dei conduttori di terra. Le terre del basamento della torre e dell'edificio di servizio dovrebbero essere connessi tramite una rete di terra a maglia, per ottenere un impianto di terra molto esteso. In quale misura devono essere installati intorno al basamento della torre degli anelli di terra per la regolazione dei potenziali, dipende dalla necessità di dover ridurre, per la protezione delle persone, eventuali tensioni di passo e di contatto troppo elevate in caso di fulminazione.

3.5.7 Protezioni sulle linee al passaggio tra le varie zone di protezione

Per il sicuro funzionamento degli apparecchi elettrici ed elettronici è da realizzare, oltre la schermatura contro i disturbi in campo, anche la protezione contro i disturbi condotti nelle linee alle interfacce delle zone di protezione. Nel passaggio tra la zona di protezione in cui solitamente si diparte il fulmine a quella successiva (tipicamente tale collegamento è indicato come collegamento di equipotenzialità) devono essere impiegati dei dispositivi di protezione, in grado di scaricare senza danni delle elevate correnti da fulmine. Questi dispositivi di protezione sono denominati come scaricatori di corrente da fulmine e provati con correnti impulsive a onda 10/350 μ s.

Nel passaggio invece tra le successive zone di protezione sono da dominare soltanto impulsi di modesto contenuto energetico derivanti da tensioni indotte dall'esterno o da sovratensioni causate nel sistema stesso. Questi dispositivi di protezione sono denominati come limitatori di sovratensione e provati con correnti impulsive a onda 8/20 μ s.

I rispettivi dispositivi di protezione sono da scegliere in base ai dati tecnici dei sistemi elettrici ed elettronici. I dispositivi di protezione da utilizzare nella rete di alimentazione elettrica, devono essere capaci di estinguere in modo affidabile la corrente susseguente a frequenza di rete. Questo è il secondo importante valore di dimensionamento oltre la capacità di scarica delle correnti impulsive. Limitatori di sovratensione sono dimensionati per sollecitazioni che si possono manifestare da accoppiamenti induttivi o da commutazioni. Nell'ambito del coordinamento energetico sono da installare a valle degli scaricatori di corrente da fulmine. Sono costruiti con un varistore all'ossido metallico controllato termicamente, nel quale risulta una corrente susseguente di rete estremamente ridotta e quindi trascurabile.

Contrariamente agli scaricatori per sistemi di alimentazione energetici, per i dispositivi di protezione degli impianti informatici bisogna osservare la loro compatibilità con il sistema e le caratteristiche tecniche delle linee dati e CMR. Questi dispositivi di protezione sono da collegare in serie alla linea informatica. Devono essere in grado di ridurre i livelli di disturbo a valori inferiori alla sensibilità degli apparecchi da proteggere. Se nell'ambito del concetto di protezione a zone da fulmine si osserva una linea telefonica unica, può essere considerata una corrente parziale da fulmine del 5% su questa linea. Per il livello di protezione III/IV risulta quindi una corrente parziale da fulmine di 5 kA, onda 10/350 μ s. Come scaricatore da corrente da fulmine e limitatore di sovratensione può essere utilizzato anche uno scaricatore combinato. Questo scaricatore può essere impiegato secondo EMC per la protezione degli apparecchi finali nella "seconda" zona di protezione da fulmine e oltre. Tale dispositivo è di esecuzione quadripolare e limita sia tensioni longitudinali che anche trasversali. Può essere montato direttamente a fianco della morsettiera e/o in sostituzione di essa sulla guida di montaggio, risparmiando spazio, grazie alla sua costruzione particolare.

Capitolo IV

L'eolico come fonte rinnovabile intermittente: limiti di penetrazione e impatto sulla rete elettrica

4.1 La rete elettrica

In termini sommari, la rete elettrica è l'insieme dei generatori elettrici, delle apparecchiature di controllo e di condizionamento della potenza e delle linee di trasmissione che collegano tali generatori tra di loro e con le utenze di carico. Dal punto di vista funzionale, la rete costituisce un sistema complesso che si trova continuamente in equilibrio dinamico sul livello di potenza totale necessario per soddisfare le richieste del carico. Per mantenere l'equilibrio dinamico, la rete si serve di un sofisticato sistema di controllo che permette di seguire l'andamento della domanda in relazione alle variazioni temporali della natura e dell'entità dei carichi. Nel corso della giornata, questi vengono inseriti e disinseriti numerose volte, sia in

modo programmato, sia in modo casuale. Il sistema di controllo reagisce automaticamente a fronte delle variazioni del carico e la reazione è caratterizzata da due parametri caratteristici: l'ampiezza della correzione e la costante di tempo. Qualora l'ampiezza dell'intervento di compensazione del livello di potenza fosse più grande della capacità del sistema di controllo e la perturbazione avvenisse bruscamente in un tempo inferiore alla costante di tempo di reazione, il livello di potenza non sarebbe più mantenuto. In questo caso il sistema automatico di controllo opera il distacco dei carichi secondo una procedura programmata fino a ristabilire

l'equilibrio. Avviene così che alcune zone della rete vengono escluse per tutto il tempo necessario a riportare il sistema in equilibrio. Naturalmente tutto quello che si è detto per i carichi vale anche per i generatori: un guasto improvviso che metta fuori uso un generatore, crea una perturbazione del livello di potenza che si propaga su tutta la rete allo stesso modo del collegamento brusco di un grande carico. In conclusione, l'allacciamento alla rete di generatori con potenza intermittente nel tempo, come sono le fonti rinnovabili elettriche, equivale a considerare l'immissione in rete di sorgenti di perturbazione del livello di potenza, che obbligano il sistema di controllo ad un continuo lavoro di compensazione.

Da queste note sommarie si evince che esiste un limite alla capacità di reazione del sistema di controllo. Superare tale limite, comporta l'interruzione dell'alimentazione ad alcune zone della rete e, nel caso di eventi perturbativi di grande ampiezza, l'interruzione può estendersi all'intera rete (black out). Fissare l'entità del limite non è facile, perché il suo valore dipende dalla particolare conformazione della rete, dal tipo di generatori e dei carichi, dal numero e dalla qualità delle connessioni con le reti dei paesi confinanti. In generale, tuttavia, si deve notare che soltanto i generatori rotativi a risposta rapida vengono utilizzati per compensare le variazioni dei carichi e, nel caso italiano, ciò

coincide praticamente con una parte del parco dei generatori termoelettrici. Si assume pertanto come riferimento per la grandezza delle variazioni tollerabili del carico la potenza di tali generatori. Uno studio effettuato dall'ENEL negli anni '80 (mai pubblicato perché riservato) quantificava il limite di allacciamento delle fonti intermittenti intorno al 10÷15% della potenza rotativa attiva in rete. Di recente un analogo studio è stato affidato dal GRTN al CESI, ma i risultati

di tale lavoro non sono stati ancora resi noti. Riguardo a tale limite esiste da tempo una certa discussione, soprattutto in relazione al fatto che i limiti dichiarati da altri paesi raggiungono una percentuale del 25÷35%. Da parte degli esperti, però, si fa notare che questi valori si riferiscono a condizioni molto diverse dalle nostre del parco dei generatori ed anche a condizioni più favorevoli di interallacciamento alle reti elettriche dei paesi confinanti e ciò permette di tollerare livelli di penetrazione così alti. In realtà, la controversia è soltanto accademica, perché, come vedremo, sono i fatti che hanno chiaramente indicato il valore del limite.

4.1.1 Black out

Il giorno 29 settembre del 2003, alle ore 3.25, quasi tutta l'Italia del Nord è stata messa al buio dal blocco della fornitura di elettricità. Il black out totale è durato per alcune ore ed in alcune zone per l'intera giornata.

La causa iniziale è stata la caduta di un albero sulla linea ad alta tensione che proviene dalla Svizzera con la conseguente interruzione brusca della fornitura di elettricità. A seguito di questo evento, il salto improvviso di richiesta sulla linea che ci collega alla Francia ha messo in crisi il sistema di controllo francese che ha dovuto interrompere la sua fornitura. Ciò ha indotto il sistema di controllo automatico della nostra rete a provvedere con una serie di interventi di sgancio per la protezione dei generatori in funzione in Italia a partire dalla centrale piemontese di Rondissone. In tal modo in tutta l'Italia del Nord è venuta a mancare l'energia elettrica.

Per quanto riguarda la penetrazione degli impianti eolici visti come impianti intermittenti nella rete nazionale, gli eventi di black out costituiscono un'importante occasione di avvertimento e di verifica. Infatti, l'analisi tecnica della situazione in cui si è venuta a trovare la rete nazionale nel momento del verificarsi dell'evento ci permette di imparare un'importante lezione. Alle 3.20 del 29 settembre 2003, la potenza presente in rete era costituita da 21000 MW circa con cui veniva fronteggiata la richiesta del carico. Di questa potenza, 3000 MW provenivano dalla Francia e 2000 MW dalla Svizzera, mentre la potenza generata in Italia ammontava a 16000 MW circa. Secondo l'ENEL, le condizioni di sicurezza contro le oscillazioni del livello della potenza di rete non permettono di superare ampiezze superiori al 10÷15% rispetto alla potenza rotativa in azione (che è quella capace di compensare le variazioni di assorbimento del carico). Quindi, la capacità di reazione avrebbe permesso di assorbire bene variazioni di potenza fino a 1600÷2400 MW. La mancanza improvvisa in successione rapida dei 5000 MW provenienti da Svizzera e Francia ha significato una variazione brusca negativa del livello di potenza pari a circa il 24%. Pertanto sono stati superati abbondantemente i limiti di sicurezza e ciò ha causato l'evento di black out.

La lezione pratica che si ricava da questa esperienza è che il sistema di controllo della rete elettrica italiana non è in grado di sopportare perturbazioni brusche del livello di potenza per ampiezze intorno al 24%. Rimane pertanto confermata sperimentalmente la stima del limite pari al 10÷15% del valore esistente nel momento dell'evento. In termini assoluti di quantità di potenza, risulta anche chiaro che il caso peggiore si verifica di notte e di domenica quando il livello di potenza della rete è mantenuto basso perché tale è la richiesta del carico. Quindi, se ci si pone in un'ottica di sicurezza, dovremmo riferirci al caso peggiore della situazione notturna o domenicale. In tali condizioni, la potenza attiva dei generatori italiani in rete si aggira mediamente intorno ai 25000 MW. Si conclude, pertanto, che l'ampiezza massima dei transienti perturbativi, che la rete italiana è in grado di tollerare con sicurezza, sarà pari a **2500÷3700 MW** circa.

4.1.2 Gli ostacoli tecnici per le fonti rinnovabili intermittenti

La registrazione temporale della potenza elettrica generata dagli impianti eolici o da quelli solari (in particolare durante una giornata con passaggio veloce di nubi) mostra passaggi bruschi dal valore della potenza di targa a valori più bassi in tempi dell'ordine dei secondi. Pertanto, questi impianti vengono considerati come sorgenti intermittenti di elettricità. Ad essi viene attribuita la capacità di fornire un flusso di energia nel tempo, ma non la capacità di garantire nello stesso tempo un qualche livello di potenza. Abbiamo quindi a che fare con generatori elettrici di potenza intermittente e, per giunta, tale intermittenza è casuale nel tempo, cioè non è prevedibile in anticipo. Per questioni in parte tecniche, ma soprattutto economiche, si è adottato in modo generale il modello di allacciamento diretto di tali generatori alla rete elettrica nazionale senza interporre alcun sistema di accumulo dell'energia. Il sistema di controllo della rete vede il contributo intermittente di tali impianti come un disturbo del livello di potenza con cui sta fronteggiando il carico e quindi interviene per compensare le oscillazioni. Per quanto abbiamo imparato dai black out, la capacità di reazione del sistema di controllo opera efficacemente fino a perturbazioni dell'ordine del 10÷15% rispetto al livello di potenza attuale. Si è anche visto che per stare dal lato sicuro tale limite dovrebbe essere applicato al caso peggiore (3700 MW).

Tuttavia, poiché si verifica nella pratica che la contemporanea presenza degli impianti eolici e solari attenua gli effetti dell'intermittenza in quanto esiste una certa complementarità tra le due fonti, si accetta comunemente che il limite di accettazione della rete per il totale delle fonti intermittenti possa essere elevato intorno al 15÷20%. In definitiva, la capacità massima di allacciamento diretto alla rete delle fonti rinnovabili intermittenti sarà da collocare intorno a **3700÷5000 MW**.

I sostenitori delle rinnovabili ritengono che il limite debba essere collegato alla potenza media operativa in rete e ciò eleverebbe la penetrazione massima a circa 10000 MW. In attesa dei risultati del lavoro affidato al CESI, che dovrebbe decidere la questione, conviene assumere un atteggiamento prudentiale accettando per buona l'esperienza recente del black out, la quale dimostra sperimentalmente che **al di sopra dei 5000 MW si corre il rischio del blocco della produzione elettrica nazionale**.

Per i non tecnici, 5000 MW (o 10000 MW) in assoluto possono sembrare cifre molto grandi, che avallano l'idea di un altrettanto grande contributo delle fonti rinnovabili. Ma in realtà che cosa significano queste cifre in termini di produzione di energia elettrica e di sostituzione di petrolio?

Per rispondere in modo generale a questa domanda, si indichi con K la frazione della potenza nominale delle fonti intermittenti allacciate alla rete rispetto alla potenza totale dei generatori termoelettrici convenzionali attivi nella rete stessa. Allora:

$$\mathbf{K = Pfr/ Pfc}$$

dove Pfr e Pfc rappresentano rispettivamente la potenza nominale totale dei generatori delle fonti rinnovabili intermittenti e quella degli impianti termoelettrici convenzionali espresse in kW.

Se (fcr) è il fattore di carico delle fonti rinnovabili collegate alla rete e (fcc) è quello totale delle fonti termoelettriche convenzionali presenti in rete, l'energia prodotta nei due casi per le 8760 ore dell'anno sarà:

$$\mathbf{Efr = (fcr) Pfr 8760 [kWh]}$$

$$\mathbf{Efc = (fcc) Pfc 8760 [kWh]}$$

dove Efr e Efc indicano i rispettivi contributi energetici in kWh.
Allora si avrà:

$$\mathbf{Efr/Efc = [(fcr)/(fcc)] (Pfr/ Pfc) = K [(fcr)/(fcc)]}$$

Si indichi con H la frazione d'energia prodotta dal settore elettrico rispetto al fabbisogno energetico totale. Allora, se Etot rappresenta il consumo totale di energia espresso in kWh, il contributo elettrico Eel sarà espresso da:

$$\mathbf{Eel = Efc + Eal = H Etot}$$

dove Efc è il contributo elettrico dei generatori termoelettrici e Eal rappresenta quello dovuto a tutti gli altri generatori presenti nella rete.

Quindi in generale si avrà:

$$\mathbf{Efc = H Etot - Eal}$$

Sostituendo Efc in una delle formule precedenti, si otterrà in definitiva:

$$\mathbf{Efr/Etot = K (H - Eal/Etot) [(fcr)/(fcc)]}$$

Per l'Italia, su un consumo totale elettrico del 2005 di 353 TWh, si è avuto un contributo di 253 TWh per Efc contro quello di 100 TWh complessivi per tutti gli altri generatori comprese le importazioni (Unione Petrolifera Italiana, Statistiche Economiche Energetiche e petrolifere, 2006). Stante il consumo totale di energia primaria di 199 Mtep, si ha $H = 0.39$ e $E_{al}/E_{tot} \cong 0.11$.

Il fattore di capacità totale per il parco di generatori termoelettrici presenti nella rete italiana si ricava dai dati di produzione 2005 (www.terna.it). A fronte di una potenza termoelettrica totale di 58890 MW (= 0.0589 TW) si è avuta una quota di produzione annuale di energia termoelettrica di 253 TWh. Pertanto il fattore di capacità effettivo è stato nel 2005:

$$(fcc) = 253 / (0.0589 \cdot 8760) \cong 0.49$$

Ciò corrisponde ad un funzionamento equivalente a piena potenza di circa 4295 ore all'anno. Si tratta di un valore effettivo più basso di quello teorico ($\cong 0.7 = 6600$ ore) del singolo generatore perché esso risulta dalla media effettuata sul funzionamento dell'intero parco dei generatori termoelettrici. Nella pratica avviene che alcuni generatori vengono fatti lavorare ininterrottamente (salvo brevi interruzioni per la manutenzione), mentre altri vengono impiegati saltuariamente in accordo con la richiesta oraria di potenza da parte del carico in rete. In un caso perciò il fattore di capacità effettivo corrisponde a quello dichiarato in specifica (circa 0.7), mentre nell'altro caso il suo valore effettivo risulta più basso. Il valore indicato corrisponde alla media.

Poiché le fonti rinnovabili hanno sempre la priorità nel dispacciamento della potenza in rete, il fattore di capacità (fcr) da assumere per esse coincide con quello massimo dichiarato. Al contrario, per il confronto con i generatori termoelettrici si assumerà il valore medio $(fcc) = 0.49$, che va ritenuto rappresentativo della situazione reale della rete a cui vengono allacciati gli impianti delle rinnovabili. Pertanto, lasciando K come variabile, si può specificare a titolo di esempio il valore dei diversi parametri per il sistema energetico italiano e per le condizioni di insolazione e di ventosità medi del nostro paese come si ricavano dai dati annuali di funzionamento degli impianti pubblicati dal GSE. Si ha:

- $H = 0.39$ (dato anno 2004);
- $E_{al}/E_{tot} = 0.11$;
- $(fcr) = 0.15$ (per il fotovoltaico 1300 ore equivalenti a piena potenza);
- $(fcr) = 0.18$ (per l'intero parco eolico: 1600 ore equivalenti a piena potenza);
- $(fcc) = 0.49$ (per il parco degli impianti termoelettrici: 4295 ore equivalenti a piena potenza).

Vista la predominante quota dell'eolico rispetto al fotovoltaico (2200 MW installati nel 2006 contro circa 50 MW), considereremo il fattore di capacità medio delle due fonti praticamente coincidente con quello dell'eolico.

Dalle formule precedenti si ottiene la frazione di energia che le fonti elettriche intermittenti sono capaci di immettere nel bilancio energetico totale:

$$\mathbf{E_{fr}/E_{tot} = (0.28) (0.367) K = 0.103 K}$$

Come si potrebbe dimostrare, in corrispondenza della quota di penetrazione massima del **20%** si ottiene un contributo energetico pari al **2%** del totale. Questo è tutto ciò che si potrà ottenere dall'applicazione delle fonti elettriche intermittenti con il modello di sviluppo attuale di allacciamento diretto alla rete senza alcun sistema di accumulo dell'energia. Si potrebbe anche notare che, se fosse anche possibile raddoppiare la quota di penetrazione arrivando al **40%**, il contributo energetico ricavabile passerebbe dal 2% al **4%** circa, rimanendo ancora del tutto marginale.

In conclusione, a causa dell'intermittenza della generazione di potenza, il modello oggi adottato per gli impianti con il collegamento diretto alla rete permette lo sfruttamento soltanto di una piccolissima parte dell'enorme potenziale accessibile. Ciò porta ad un valore massimo per il contributo delle fonti elettriche che appare del tutto marginale sul piano energetico e irrilevante su quello ambientale. Stando così i fatti, le grandi attese poste nell'opzione delle fonti elettriche rinnovabili appaiono completamente deluse.

4.1.3 Gli ostacoli economici

Si ritiene che sia sufficiente abbassare il costo di produzione del kWh rinnovabile fino al livello di costo del kWh convenzionale per raggiungere la competitività economica. Non è così. La competitività effettiva si raggiunge soltanto quando il kWh, dopo aver raggiunto la parità del costo, consegue anche **la parità del valore**. Questo non è fissabile a priori, perché esso è stabilito dal prezzo che l'utente è disposto a pagare. In condizioni di libero mercato, il prezzo del kWh si forma dall'incontro della domanda e dell'offerta. Quindi in prima approssimazione il valore è misurato dal prezzo di mercato. Nella formazione del prezzo, il costo di produzione costituisce il limite inferiore, mentre l'entità totale è fissata dal valore riconosciuto dal mercato.

Nel nostro caso, il mercato elettrico è dominato dall'energia termoelettrica prodotta dai combustibili fossili e pertanto la stima del valore del nostro kWh rinnovabile deve essere fatta per confronto con quello termoelettrico. Il meccanismo di stima del valore da attribuire all'unità di energia fa riferimento al seguente metodo analitico dei costi evitati. La spesa annuale (SA) sostenuta dal gestore di una centrale elettrica convenzionale sarà data dal costo del kWh (CkWh) moltiplicato per il numero (AEP) dei kWh prodotti nell'arco dell'anno:

$$\mathbf{SA = (AEP) CkWh = a P + b (AEP)}$$

Dove il coefficiente "a" rappresenta il costo specifico annuale sostenuto per la potenza dell'impianto P e "b" racchiude il costo specifico dovuto al combustibile bruciato.

In definitiva, la spesa annuale sostenuta dal gestore si compone di un termine proporzionale alla potenza nominale dell'impianto P, detto costo fisso perché indipendente dalla produzione energetica, e di un termine proporzionale alla produzione energetica annuale (AEP), detto costo variabile perché dipendente dalla richiesta del carico e dalla disponibilità operativa dell'impianto.

I crediti conseguibili saranno dati dai corrispondenti costi evitati dal gestore della rete ed il valore risulterà dalla somma di tali costi. Essi sono:

a) Credito di energia

Tutti i kWh forniti dalle fonti rinnovabili vanno ad evitare la spesa per il combustibile. Il corrispondente valore sarà pertanto pari alla spesa evitata per il combustibile risparmiato.

b) Credito di potenza

A causa dell'intermittenza della fornitura di potenza da parte delle fonti rinnovabili, l'allacciamento degli impianti alla rete non permette la rimozione di una corrispondente quantità di potenza dei generatori convenzionali presenti. Pertanto il costo fisso, non diminuisce per la presenza delle fonti rinnovabili e di conseguenza il costo evitato viene considerato nullo.

c) Credito ambientale

I costi esterni, ambientali e sociali, connessi con la produzione convenzionale dell'energia hanno cominciato ad essere valutati al fine di farli comparire nei bilanci delle spese sostenute dalla collettività per la produzione energetica. Da questo punto di vista l'entrata in vigore del Protocollo di Kyoto nel febbraio 2005 ha rappresentato un punto di forza notevole. Pertanto, il calcolo della spesa annuale sostenuta dalla collettività per la produzione di elettricità comprende oggi anche alcuni costi esterni, come quelli dovuti alle emissioni di gas serra, non compresi nel conto industriale espresso dalla precedente relazione. In definitiva, estendendo tale espressione, la forma più corretta della spesa annuale diviene:

$$SA = a P + b (AEP) + d (AEP)$$

Viene aggiunto alla spesa annuale un terzo termine, proporzionale all'energia prodotta, che tiene conto della riparazione o della prevenzione del danno specifico ambientale, "d", collegato alla erogazione agli utenti della quantità (AEP) di energia elettrica. Poiché questo termine può ritenersi trascurabile nel caso degli impianti delle fonti rinnovabili, esso assume il significato di un ulteriore costo evitato, che viene accreditato tale e quale in favore del valore del kWh rinnovabile.

Il valore del kWh rinnovabile, quando viene immesso nella rete elettrica, corrisponde al costo di combustibile risparmiato dal gestore di rete più il valore del danno ambientale evitato alla collettività.

Purtroppo, a causa della intermittenza aleatoria nella produzione elettrica, non può essere aggiunto un ulteriore termine dovuto al credito di potenza. Il bilancio definitivo dei costi evitati pertanto assegna al kWh rinnovabile soltanto una voce per il risparmio di

combustibile (credito di energia) e una voce per il credito ambientale. Allora, se per la collettività la quota dei danni ambientali potesse valere quanto la voce mancante dei costi per la potenza, si potrebbe pensare di raggiungere la compensazione tra i due termini e, quindi, di conseguire la competitività del valore.

Purtroppo, esistono alcuni ostacoli tecnici, dovuti alla intermittenza delle fonti rinnovabili e al modello adottato di connessione diretta alla rete elettrica, che rendono applicabili le considerazioni fin qui sviluppate soltanto al caso di una piccola quota di potenza rinnovabile collegata. Tali ostacoli sono da riferire al requisito della qualità di affidabilità della fornitura di potenza da parte della rete agli utenti (oggi fissato al 98%). Non appena la quantità di potenza intermittente si avvicina al limite di allacciamento, la rete tende a divenire meno stabile e il livello di affidabilità contrattuale non può più essere mantenuto. In tali condizioni il valore marginale del kWh rinnovabile si abbassa fino ad annullarsi.

4.1.4 L'accumulo dell'energia per la valorizzazione del kWh rinnovabile

Dalle considerazioni precedenti si può dire che:

- 1) La competitività del costo di produzione del kWh non è sufficiente per garantire la diffusione su larga scala delle fonti rinnovabili. Questo obiettivo potrà essere raggiunto soltanto se si conseguirà la parità del valore del kWh rinnovabile con quello convenzionale.
- 2) Nel caso del collegamento alla rete elettrica, alcune componenti del valore possono essere stabilite in base ai costi evitati. Esse consistono nel credito di energia (risparmio di combustibile) e nel credito ambientale (danni ambientali evitati). Purtroppo, non è possibile riconoscere al kWh rinnovabile alcun credito di potenza a causa dell'aleatorietà della generazione (intermittenza del funzionamento).
- 3) Anche se il credito ambientale, ottimisticamente, potesse compensare il deficit del credito di potenza, il valore del kWh rinnovabile rimarrebbe deficitario per la mancanza dei requisiti di affidabilità della fornitura di potenza agli utenti. Questo aspetto del valore risulta fondamentale proprio per l'accettazione in rete di impianti rinnovabili su larga scala.
- 4) L'affidabilità della fornitura di energia agli utenti inizia a peggiorare quando il livello della potenza rinnovabile cumulata raggiunge il 10-20% della potenza rotativa della rete. Questo limite tecnico ha come conseguenza che nella pratica il contributo al risanamento ambientale ottenibile con le fonti rinnovabili intermittenti difficilmente potrà arrivare a recuperare più del 2% del danno ambientale derivante dalla produzione energetica convenzionale.
- 5) Le fiduciose attese riguardo alla soluzione dei problemi ambientali attraverso l'uso esteso delle fonti rinnovabili rischiano di essere deluse se non si assumono provvedimenti

migliorativi dell'affidabilità degli impianti di generazione dell'energia rinnovabile. Qualora si potesse riconoscere alle fonti rinnovabili intermittenti un credito di potenza analogo a quello delle fonti termoelettriche, la componente di valore collegata al costo corrispondente evitato faciliterebbe il raggiungimento della competitività reale. Inoltre, l'aumento conseguente dell'affidabilità della fornitura consentirebbe di spostare verso l'alto il limite di accettazione della rete con il corrispondente aumento del peso del contributo ambientale. Estendendo questo ragionamento, si può dire che, se venisse eliminata del tutto l'intermittenza della fornitura di potenza da parte degli impianti rinnovabili, il valore del kWh potrebbe addirittura superare quello dell'energia convenzionale a causa della presenza del consistente credito ambientale. Non vi è dubbio allora che in questo caso le fonti rinnovabili potrebbero essere preferite a quelle convenzionali, andando progressivamente a sostituire gli impianti termoelettrici con consistenti benefici ambientali.

Gli impianti delle fonti rinnovabili vengono dotati di un sistema di accumulo e di un dispositivo di condizionamento automatico della potenza che consente di trasformare il flusso discontinuo di energia proveniente dagli impianti in un flusso continuo da immettere nella rete. Le relative tecnologie sono già tutte presenti ed in parte già sviluppate. Esse richiedono soltanto un ulteriore adattamento alla applicazione voluta. Naturalmente l'aggiunta di questi sistemi produce un aumento del costo di produzione del kWh. Si tratta di vedere se e quanto la conseguente crescita del valore può assorbire tale aumento di costo.

L'aumento della quota di contributo al bilancio energetico dovuto all'introduzione dell'accumulo può essere visto osservando nuovamente la relazione seguente, già scritta in precedenza ma che viene riproposta per comodità:

$$\mathbf{E_{fr}/E_{tot} = K (H - E_{al}/E_{tot}) [(f_{cr})/(f_{cc})] = 0.28 [(f_{cr})/(f_{cc})] K}$$

La presenza di un sistema di accumulo, anche parziale, permette di rendere programmabile il dispacciamento della potenza rinnovabile e ciò ne aumenta il valore qualora l'erogazione venisse spostata nelle ore di punta della rete. In ogni caso il fattore di carico del generatore comprensivo dell'accumulo può essere fatto aumentare scegliendo un opportuno dimensionamento del sistema. In definitiva, a parità delle altre condizioni, il valore di fcr può aumentare. Ad esempio, se il nostro sistema di accumulo ci permettesse di coprire 8 ore giornaliere di richiesta del carico, avremmo $f_{cr} = 0.33$ (2900 ore equivalenti) e il contributo E_{fr}/E_{tot} passerebbe dal 2% al 3.7%.

Per diversi valori di fcr si può chiaramente vedere l'effetto positivo dell'accumulo sulla quantità del contributo al bilancio energetico nazionale. In ogni caso, però, anche ammettendo la possibilità di penetrazione in rete del 50%, il contributo energetico rimarrà limitato a circa il 13%. Si tratta indubbiamente di un consistente contributo, ma esso non appare ancora determinante per il risanamento ambientale. La ragione della limitatezza del contributo deriva dal fatto che l'energia rinnovabile prodotta è elettrica. Pertanto essa va a sostituire i combustibili fossili soltanto nel settore della produzione di elettricità, che come si è visto occupa soltanto il 39% del fabbisogno

energetico. Sul rimanente 61% del fabbisogno, che in larga parte è da attribuire ai trasporti, la produzione di energia rinnovabile non ha alcun effetto. Questo è un ulteriore ostacolo che non permette lo sfruttamento completo dell'enorme potenziale solare esistente a meno che l'attuale modello di sviluppo dei sistemi non venga ulteriormente migliorato.

4.1.5 Riassumendo

- 1) Il potenziale energetico delle FER elettriche è sovrabbondante rispetto al fabbisogno nazionale.
- 2) L'intermittenza della generazione introduce barriere tecniche ed economiche che impediscono di produrre quantità di energia elettrica in misura adeguata.
- 3) L'attuale modello applicativo (sistemi senza accumulo) non dà un contributo significativo per rispettare gli impegni di Kyoto.
- 4) Occorre completare i sistemi di produzione con impianti di accumulo dell'energia a basso costo in modo da svincolare l'erogazione agli utenti dalla intermittenza.
- 5) Senza questi interventi migliorativi, le incentivazioni pubbliche attuali poste sullo sviluppo del mercato rischiano di produrre risultati poco efficaci rispetto alle necessità del risanamento ambientale.

4.2 Inserimento in rete dei generatori intermittenti: gli aerogeneratori

L'argomento è molto complicato, perché riguarda diversi livelli d'intervento secondo la situazione in cui si trova la rete nel punto di connessione dei generatori. Infatti, la connessione può avvenire al livello della rete locale di media tensione, oppure della rete locale d'alta tensione e questa, a sua volta, può essere connessa alla dorsale nazionale attraverso una linea singola, oppure attraverso percorsi multipli chiusi ad anello. Quest'ultimo è il caso più favorevole per la dorsale ad alta tensione perché eventuali guasti ad un ramo possono essere facilmente compensati mediante il convogliamento della potenza attraverso gli altri rami della rete. Questa, ad esempio, è la situazione in cui si trova il Nord Italia ed in parte il Centro-Sud. La ridondanza dei percorsi che possono essere usati dal Dispacciatore Nazionale per convogliare la potenza agli utenti permette di accettare, entro ampi limiti, i contributi di potenza intermittente provenienti dagli impianti eolici e garantisce un certo grado di sicurezza contro l'accadimento d'eventuali brusche variazioni della potenza eolica immessa. C'è da dire ampi limiti, ma non senza limiti.

Esemplifichiamo l'argomento in due casi:

Fintanto che la potenza eolica immessa in rete si comporta "bene", cioè senza variazioni troppo brusche del livello, il Dispacciatore può accettare tutta la potenza che le linee sono in grado di sopportare. Quindi in questo caso il limite è dato dalla capacità degli elettrodotti per il trasporto della corrente. Il sistema di controllo si limita a mettere in stand-by una quantità di generatori termoelettrici equivalente alla potenza eolica immessa, salvo poi riattivarli non appena il livello dell'eolico dovesse calare. Per inciso, è questo il caso, sempre citato a sproposito, che è avvenuto di recente in Spagna quando la potenza eolica immessa in rete ha superato per qualche ora la potenza dei generatori termoelettrici rotativi. La stampa ha subito strombazzato la notizia che la Spagna ormai andava ad energia eolica, salvo poi ignorare completamente che, dopo poco tempo, quando la potenza eolica è tornata a calare, erano i generatori termoelettrici a continuare a garantire la fornitura agli utenti. Può quindi avvenire che la rete possa accettare un contributo dell'eolico anche di gran rilevanza e che il Dispacciatore metta in attesa un corrispondente numero di generatori termoelettrici. Bisogna però rimarcare che tali generatori non possono essere spenti o tanto meno rimossi, ma vanno tenuti pronti a partire nel caso in cui la potenza eolica venga a mancare. In altri termini, gli impianti eolici con il loro contributo d'energia permettono di risparmiare combustibile fossile, ma non consentono di ridurre il numero dei generatori termoelettrici che alimentano la rete: risparmio d'energia, ma non risparmio di capacità di potenza. I guai per la rete vengono fuori quando il regime dei venti è tale che la potenza eolica assume un andamento intermittente con variazioni brusche del livello. In questo caso il sistema automatico di controllo del Dispacciatore incontra notevoli difficoltà ad agire in tempo utile sul parco dei generatori termoelettrici in modo da mantenere la stabilità del livello di potenza sul carico. In questo caso il Dispacciatore è autorizzato per legge a derogare dalla norma di assegnare la priorità in rete all'elettricità rinnovabile e deve procedere a sganciare istantaneamente i generatori che stanno producendo la perturbazione, prima che i sistemi di protezione dei generatori termoelettrici entrino in funzione con il distacco automatico dalla rete. Se non si facesse questa manovra, o se non si arrivasse in tempo, si potrebbe causare anche il black out parziale o totale. La conferma sperimentale di questo pericolo si è avuta nel black out del settembre del 2003 quando la caduta di un albero sulla linea, che ci fornisce elettricità dalla Svizzera, ha interrotto bruscamente l'afflusso di circa 2000 MW ed ha provocato l'interruzione brusca della fornitura d'elettricità dalla Francia per altri 4000 MW, causando il black out di tutto il Nord per un'intera giornata. In questo caso il sistema di controllo automatico della stabilità della rete ha fallito il suo compito nonostante le interconnessioni multiple ai vari generatori esistenti al Nord.

La conclusione è che la rete elettrica possiede un limite di sopportazione per le variazioni brusche del livello di potenza. Il criterio corretto per la gestione della rete deve prevedere le cause che possono portare a questo limite, prima che l'evento si verifichi, perché i danni economici conseguenti ad un black out sono enormi.

L'esistenza di un limite per l'allacciamento dei generatori intermittenti alla rete ad alta tensione è un fatto incontrovertibile e su tale argomento non esiste discussione. Sulla sua consistenza quantitativa, invece, si discute da anni. Un valore preciso da assegnare al limite, (che pure è stato stimato), non è mai stato reso pubblico, né dall'ENEL, né dalla Terna, che oggi è responsabile della questione. Ad onore del vero, c'è da dire che la determinazione di questo limite è un argomento molto complicato, perché la stima non può essere generalizzata, essendo strettamente dipendente dalla configurazione topologica della rete e dal numero e tipo di generatori che essa connette.

Nei vari testi internazionali esistono alcune stime, mediate sui risultati ottenuti per le reti d'alcuni paesi. I risultati collocano il limite intorno ad un valore pari al 20-25% della potenza dei generatori termoelettrici rotativi, quelli che sono attivi nella rete nel momento considerato. Sono questi i generatori che hanno le caratteristiche di velocità di risposta più adatte a reagire alle perturbazioni del livello di potenza così da compensare le oscillazioni.

A questo punto occorre nuovamente distinguere due casi: un caso generale di una grande rete ben strutturata a maglie ridondanti e un caso di una piccola rete locale con rami pendenti non richiusi ad anello.

➤ **Grande rete a maglie ridondanti**

E' il caso della rete italiana del Nord e del Centro e, con qualche eccezione locale, del Sud. Poiché la potenza eolica è intermittente in modo imprevedibile, essa va trattata come una probabile perturbazione presente nella rete. Quindi, supponendo che anche per la rete italiana valga il limite generale del 20-25%, possiamo stimare la sua entità in termini di potenza eolica allacciabile. Inoltre, poiché si tratta di una questione di sicurezza, siamo obbligati ad adottare il principio di precauzione. Allora dobbiamo tenere conto del caso peggiore, che chiaramente si verifica quando il livello di potenza dei generatori rotativi attivi in rete è al minimo, cioè di notte. (E' proprio il caso del black out del 2003). Se si va a vedere il diagramma giornaliero della generazione di potenza sulla rete italiana, si trova che il minimo notturno si aggira in media su 25000 MW, potenza che, per semplicità espositiva, consideriamo tutta di provenienza da generatori termoelettrici rotativi. Allora applicando il criterio di sicurezza, otteniamo che il limite d'allacciamento degli aerogeneratori è situato intorno ad una potenza cumulata degli impianti per 5000-6000 MW. Come si vede, l'attuale

potenza eolica installata di 3736 MW (Comunicato ANEV del 12/1/2009) sta avvicinando pericolosamente questo limite d'accettazione. Ora, a meno che il gestore nazionale della rete sia in possesso di stime più accurate, (e allora ci farebbe piacere conoscere questo dato), egli dovrebbe cominciare a preoccuparsi, invece di rilasciare dichiarazioni della sua inesistenza, quando invece la sua esistenza è universalmente riconosciuta. Il superamento del limite è possibile solo aggiornando la configurazione della rete, sia nella topologia, sia nella capacità di trasporto, sia nella distribuzione territoriale dei generatori termoelettrici. Questo è quanto hanno cominciato a chiedere i produttori eolici, trascurando il fatto che le ingenti spese da sostenere da parte del gestore della rete dovrebbero essere considerate a carico degli impianti eolici con la conseguente messa fuori mercato del kWh eolico stesso.

➤ **Grandi Isole e situazioni locali**

Quello descritto è il quadro generale, che si applica alla nostra rete nella sua configurazione ridondante a maglie multiple per la maggior parte della Penisola. Le nostre isole maggiori, invece si trovano in una situazione più sfavorevole, perché tutte le reti locali alla fine confluiscono in un'unica linea ad alta tensione che le collega alla dorsale nazionale. E' allora evidente che questa unica linea costituisce un collo di bottiglia che, di per sé, introduce una limitazione tecnica più severa di quella dovuta all'intermittenza. In questo caso è la capacità limitata dell'elettrodotto per il trasporto della potenza che determina il massimo contributo che l'eolico può dare. Ed è su questo punto che, ad esempio, in Sicilia si sta facendo una grande confusione. La prima cosa da chiarire è che, essendo la rete locale praticamente isolata, il criterio sempre valido del limite 20-25% va applicato al diagramma di carico locale, individuando in questo il contributo dei generatori termoelettrici rotativi presenti in loco, (il cui intervento, si ricorda, permette la compensazione degli squilibri dovuti all'intermittenza eolica). In questo compito il sistema di controllo può essere aiutato dall'allacciamento continentale, ma solo fino alla saturazione della capacità di trasporto dell'elettrodotto. Vista la situazione locale estremamente più semplice che quella nazionale, non dovrebbe essere difficile da parte della Terna stimare con cura il valore del limite d'accettazione. Perché non lo ha ancora fatto? La seconda cosa da chiarire riguarda il fatto evidente che, quando la produzione dell'eolico siciliano dovesse andare oltre il consumo locale, la potenza eccedente dovrebbe essere convogliata nel continente tramite l'unico elettrodotto ad alta tensione. In questo fluisce anche la potenza dei generatori termoelettrici presenti nell'Isola, che garantiscono la stabilità della rete ed il cui equilibrio economico è determinato dal consumo locale e dallo scambio con il continente tramite quell'unico elettrodotto. E' chiaro che il collo di bottiglia crea una conflittualità economica tra la generazione termoelettrica e quella eolica. In assenza di un ampliamento della capacità di trasporto verso

il continente, è la produzione eolica intermittente che deve essere limitata, perché non si può certamente limitare la capacità termoelettrica, la cui funzione di controllo della stabilità della rete siciliana è essenziale.

Anche in questo caso gli operatori eolici stanno chiedendo a gran voce l'adeguamento della rete elettrica in modo da poter installare sempre nuovi impianti. Strumentalizzando a sproposito la norma nazionale (derivata da una direttiva europea) della priorità del dispacciamento dell'energia rinnovabile immessa in rete, essi avanzano la tesi che i costi aggiuntivi da sostenere devono essere posti a carico della comunità e non degli impianti eolici. Cioè "il gestore della rete deve accettare il mio impianto eolico perché io ho la priorità; se poi la rete non ce la fa, non sono affari miei. Il gestore provveda con fondi pubblici a potenziare la rete in modo da accettare il mio impianto". Sono in corso alcune liti giudiziarie su questo punto, ma è opinione abbastanza diffusa che sia stata data una lettura aberrante della norma. Infatti, essa prevede chiaramente l'esercizio di un giudizio tecnico da parte del gestore della rete circa l'accettazione dell'impianto eolico in relazione all'intermittenza casuale della sua produzione elettrica e ai possibili danni che questo fatto può causare al sistema della fornitura d'elettricità agli utenti, i cui interessi devono in ogni caso essere salvaguardati.

4.3 Una migliore integrazione in rete delle turbine eoliche

Lo sviluppo attuale della generazione di energia elettrica da fonte eolica è partito da Paesi, come la *Danimarca* e la *Germania*, caratterizzati da velocità del vento medie superiori a 10 m/s. Precisamente, la Danimarca annovera una potenza installata di circa 3 GW e la relativa produzione energetica di 7,3 TWh, corrispondente al 20% del consumo nazionale di energia elettrica; invece la Germania annovera una potenza installata di circa 18 GW e la relativa produzione energetica di 35 TWh, corrispondente al 7 % del consumo nazionale. Nello scorso anno la *Spagna* ha superato la Germania come potenza annuale installata (oltre 2 GW), inoltre è stato già superato l'obiettivo europeo al 2010 di 40 GW con una energia prodotta annualmente pari a ¼ del consumo italiano.

Dal punto di vista della risorsa eolica, bisogna subito chiarire che i siti candidati a ospitare impianti eolici devono presentare una velocità del vento media superiore a 5 m/s, tenendo presente che con *velocità del vento di 20 m/s la densità di potenza* della risorsa eolica *si avvicina a 5 kW/m²*. In Europa c'è una prevalenza nel Mare del Nord e quindi i Paesi più favoriti sono, oltre alla Danimarca e alla Germania, la Gran Bretagna, la Francia e la Norvegia. In Italia i siti più ventosi si trovano in Puglia, in Sardegna, in Sicilia e sull'Appennino, come si evince dall'Atlante Eolico Italiano, disponibile gratuitamente sul "web".

Per quanto riguarda la tecnologia della conversione elettromeccanica, come già spiegato dettagliatamente, due tipi di turbine si dividono il mercato: quelle *a velocità fissa* (40%), da sempre presenti, e quelle *a velocità variabile* (60%), di recente sviluppo, equipaggiate con generatore *asincrono a doppia alimentazione* (Doubly Fed Induction Generator, DFIG) per il 45% del mercato e con generatore *sincrono* per il 15% del mercato.

Nella tecnologia a velocità fissa, le turbine, normalmente dotate di generatori *asincroni a gabbia di scoiattolo*, consentono di ottenere *rendimenti elevati* soltanto *in prossimità*

della velocità nominale del vento con scorrimenti dell'1-2% circa; scorrimenti più elevati (10%) si possono accettare solo transitoriamente per ridurre le sollecitazioni sugli organi meccanici, come nel caso di improvvise raffiche di vento. Un miglioramento, dal punto di vista del rendimento alle basse velocità del vento, si ottiene con i *sistemi a due velocità*. In questo caso, le turbine sono equipaggiate con *generatore asincrono ed avvolgimenti a doppio numero di poli* oppure con *due generatori asincroni* di diversa potenza e moltiplicatore di giri a doppio rapporto, per sfruttare in maniera soddisfacente sia la velocità nominale sia le basse velocità del vento.

Nella tecnologia a velocità variabile, utilizzata con potenze più elevate (fino a qualche megawatt), l'intervallo di velocità è ampio (superiore a $\pm 30\%$ del valore nominale arrivando a 15 - 45 rpm). La proprietà più interessante è che esse presentano *rendimenti elevati* anche per *velocità del vento medio-basse* (4 - 8 m/s), tipiche ad esempio delle regioni italiane.

Se si adotta la soluzione del generatore *sincrono*, la *potenza del convertitore elettronico*, che raddrizza la tensione alternata a frequenza variabile (AC-DC) e inverte la tensione continua a frequenza di rete (DC-AC), deve essere *pari all'intera potenza prodotta dallo statore* del generatore "lento"; si ha tuttavia il vantaggio di non dover ricorrere a un moltiplicatore di giri.

Se si impiega invece il generatore *DFIG*, la *potenza del convertitore elettronico* è solo *quella di scorrimento che transita dal rotore verso la rete in funzionamento super-sincrono e dalla rete verso il rotore in funzionamento sotto-sincrono*: si ha così una potenza di dimensionamento molto minore (circa il 30%), che si traduce in minori perdite e risparmio sul costo. Diventa però necessario l'uso di un moltiplicatore di giri.

Dal punto di vista della **"Power Quality"** verso la rete, va segnalato che con entrambi i tipi di generatore è possibile regolare in modo separato le potenze attiva e reattiva, garantendo un fattore di potenza unitario per il generatore ed eventualmente compensando anche altri assorbimenti di tipo induttivo. Questo fatto, insieme alla tecnica di modulazione PWM, che comporta armoniche di ordine elevato (>20) nella tensione generata dal convertitore elettronico, permette di ridurre le *variazioni di tensione e le armoniche a bassa frequenza*.

Inoltre, la possibilità di accettare potenza meccanica variabile in un ampio intervallo di velocità, permette di sfruttare l'effetto smorzante dell'inerzia meccanica sulle pulsazioni a bassa frequenza della coppia aerodinamica, riducendo in tal modo *il flicker*.

Il termine "qualità" si riferisce alla stabilità di tensione e frequenza, ed all'assenza di qualsiasi tipo di rumore sulla rete elettrica. Nella gran parte delle turbine eoliche i sistemi di controllo sono programmati in modo da lasciar girare la turbina a vuoto in condizione di poco vento. Quando il vento raggiunge una velocità sufficiente a far girare il generatore alla sua velocità nominale, è importante connettere il generatore alla rete nel momento giusto. D'altra parte c'è solo la resistenza meccanica del riduttore e del generatore che impedisce al



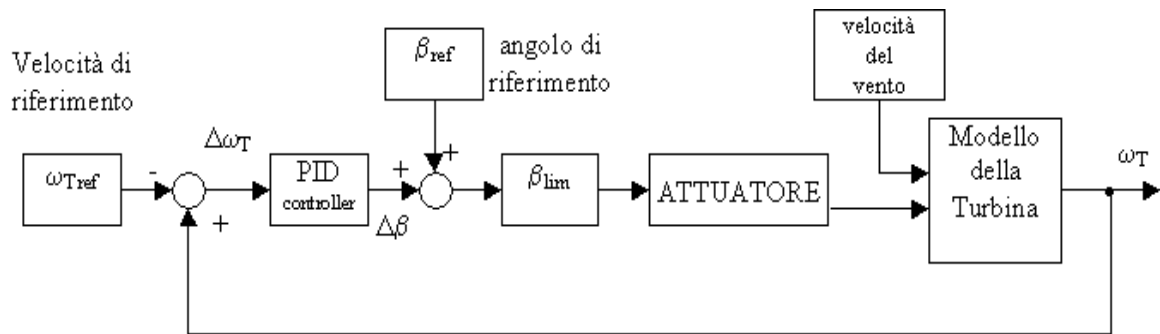
rotore di accelerare ed eventualmente raggiungere velocità pericolose (ci sono molti sistemi di sicurezza, incluso un freno d'emergenza, nel caso la corretta procedura di partenza fallisca).

Se si connette una grossa turbina con un normale interruttore sulla rete, si crea un picco di corrente (a causa della corrente richiesta per magnetizzare il generatore). Un altro sgradevole effetto è che ci sarebbe una brusca frenata della turbina. Per ovviare a questa situazione le moderne turbine sono azionate dolcemente; esse sono connesse e disconnesse dalla rete gradatamente utilizzando dei tiristori di potenza (questi dispositivi devono dissipare una notevole potenza, sono dunque dotati di ventole e dissipatori di calore in alluminio, come si può vedere nella foto nella pagina precedente). I tiristori assorbono circa l'1-2% dell'energia che li attraversa, ma una volta che hanno commutato, vengono by-passati da degli interruttori meccanici che sono attivati quando il transitorio è esaurito, in modo da minimizzare le perdite. Per quanto riguarda il controllo della potenza attiva la tensione e la corrente sono misurate tipicamente 128 volte per periodo ($50 \cdot 128 = 6400$ volte al secondo). Per questo scopo si utilizza un processore DSP che controlla la stabilità della frequenza e la potenza attiva e reattiva prodotta dalla turbina. Per assicurare una buona qualità il sistema di controllo inserisce o toglie un grande numero di capacità che variano la potenza reattiva (l'angolo fra tensione e corrente).

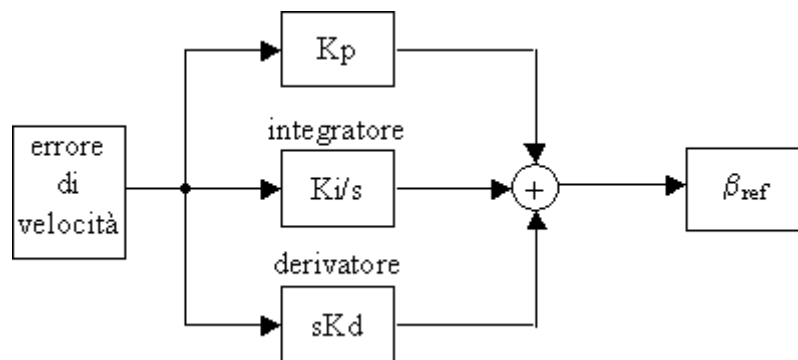
Poniamoci ora alcune domande a cui cercheremo di dare una risposta completa ed esauriente:

✓ **Come si ottiene la regolazione della potenza generata da una turbina eolica?**

Il sistema più diffuso consiste nel far variare l'angolo di incidenza della pala rispetto al vento attraverso sistemi idraulici o elettrici. Quando la potenza generata diventa eccessiva, la pala inizia a girare intorno al proprio asse longitudinale fino ad adottare la posizione a bandiera. In questo modo la resistenza opposta al vento è minima. Un sistema di controllo verifica continuamente la posizione della pala e la potenza generata, modificando continuamente l'angolo di incidenza della stessa. Questo metodo rappresenta un vantaggio significativo rispetto al sistema tradizionale, che presentava un angolo fisso di attacco delle pale al mozzo. Il vantaggio consiste nell'avere un range di funzionamento più alto a diverse velocità del vento e minori sollecitazioni vibrazionali sulla struttura. Lo schema a blocchi seguente schematizza il sistema di controllo: la velocità della turbina ω_T è retroazionata, e ad essa è sottratta la velocità di riferimento ω_{Tref} per trovare l'errore di velocità $\Delta\omega_T$. L'errore di velocità è l'ingresso del controller che comanda la variazione dell'angolo d'inclinazione delle pale $\Delta\beta$. Il nuovo angolo sarà $\beta = \Delta\beta + \beta_{ref}$ che di solito può variare fra i 3° e i 60° . Il compito dell'attuatore è quello di variare materialmente l'angolo d'inclinazione delle pale.



Nello schema seguente invece viene riportato lo schema a blocchi del PID controller (Proporzionale – Integrale - Derivativo). Esso manipola, attraverso i tre guadagni, l'errore di velocità in modo da trovare la regolazione angolare necessaria per eliminare quest'errore.



Un gruppo di ricercatori della University of Wisconsin-Milwaukee ha proposto un nuovo metodo di controllo in grado di attenuare le fluttuazioni di potenza, utilizzando l'inerzia dei rotori come una sorta di componente per lo stoccaggio dell'energia. In pratica hanno creato un algoritmo di controllo della frenata che regola la velocità del rotore in modo che, quando la forza del vento in entrata è superiore a quella media di lavoro, il rotore possa accelerare senza aumentare la produzione di elettricità, ma accumulando invece energia cinetica che verrebbe poi rilasciata quando la forza del vento scende sotto la media, stabilizzando così e rendendo più efficiente la generazione complessiva.

✓ **Come si effettua la connessione ad una rete locale?**

Per rete locale si intende una rete di breve estensione e potenzialità dove sono presenti pochi generatori.

Due sono i problemi che si incontrano in queste connessioni:

- Le utenze assorbono sempre potenza reattiva che il generatore elettrico deve essere in grado di produrre. Questo fa cadere la scelta sui generatori asincroni perché quelli sincroni non sono in grado di produrre questa potenza anzi la assorbono.
- E' necessaria una regolazione della rete.

Che cos'è la regolazione della rete???



La tensione della rete deve rimanere costante quindi il carico deve essere bilanciato dalla generazione. Cioè non avviene in maniera autonoma perché il carico varia con le esigenze dell'utenza mentre la potenza generata con la velocità del vento.

Nel caso in cui la velocità del vento sia bassa o nulla e non è ammessa l'interruzione del servizio la rete elettrica deve essere alimentata da altra fonte. Si possono usare nel caso di impianti di piccola potenza batterie tampone Enel e nel caso di medie potenze un generatore turbogas o diesel.

Nei casi in cui l'energia prodotta sia superiore alla domanda il bilanciamento avviene facilmente con i carichi resistivi che attivati da switch assorbono l'energia prodotta in eccesso.

✓ **Come si ottiene una frequenza di rete costante a diverse velocità di vento?**

Teoricamente, un generatore bipolare dovrebbe girare a tremila giri al minuto per poter ottenere la frequenza di 50 Hz richiesta dalla rete elettrica; la velocità di rotazione delle pale è però chiaramente molto inferiore e variabile a seconda della velocità del vento (dell'ordine di poche decine di giri al minuto), quindi come si può ricavare una frequenza di rete costante con un elemento così variabile?

- collegamento del rotore all' aerogeneratore direttamente ad un generatore sincrono multiplo: attraverso un converter si ottiene la frequenza di rete;

- generatore asincrono: il rotore viene direttamente collegato ad un moltiplicatore di giri attraverso l' albero. Il rapporto di moltiplicazione è normalmente 1/100m cosicché da un rotore che gira a 10 giri/minuto ottengo una velocità di rotazione dell' albero in uscita di 1.000 giri/minuto. L' albero in uscita viene quindi collegato ad un generatore asincrono (giri variabili). L' utilizzo del converter permette quindi di ottenere la frequenza di rete secondo una delle seguenti modalità:

- attraverso un convertitore di frequenza si fa variare la frequenza di alimentazione del bobinato del rotore del generatore, ottenendo in uscita la frequenza elettrica di 50 Hz. Il convertitore di frequenza è del tipo partial range;

- il convertitore di frequenza adatta la frequenza (variabile) in uscita dal generatore alla frequenza di rete.

Il sistema attualmente più utilizzato dalla maggior parte dei costruttori è il generatore asincrono poiché presenta minori costi e minori perdite nell' elettronica, anche se il gear box rappresenta l' elemento più critico in termini di manutenzione. La soluzione del generatore sincrono è utilizzata raramente dai produttori di turbine per gli alti costi.

4.4 I costi della rete elettrica per l'eolico

Il funzionamento intermittente dei generatori eolici richiede un notevole sovradimensionamento della rete elettrica rispetto alle centrali tradizionali. La rete deve essere dimensionata per trasportare l'energia elettrica prodotta dagli impianti quando funzionano alla massima potenza, anche se questo accade solo in pochissime giornate ventose. In mancanza di questo succede come in Italia del Sud che la generazione degli impianti eolici deve essere limitata. E la produttività degli impianti eolici, già scarsa in Italia, si abbassa ulteriormente.

Gli investimenti necessari per adattare la rete all'eolico non sono pagati dai produttori di eolico (che ne sono i principali beneficiari) ma dalla collettività dei consumatori di energia e si tratta di un prezzo ingente. Terna lo stima in 1,5 miliardi di investimenti già autorizzati, 1,4 miliardi di investimenti in fase di autorizzazione più ulteriori investimenti allo studio. Tra le principali opere sono da segnalare i cavi sottomarini tra Italia e Sardegna destinati a trasportare l'energia eolica sarda in continente, con un costo per la collettività altissimo. Va segnalato che qualora si continui a costruire centrali eoliche (e moltissime sono già autorizzate) anche queste opere saranno presto insufficienti e si dovranno progettare ulteriori cavi.

Queste sono le parole di Terna:

“Abbiamo in questo momento opere in costruzione per 1,5 miliardi di euro. Tra queste, 8 stazioni per la raccolta della produzione rinnovabile in Puglia, Campania, Calabria e Sicilia e due fondamentali linee elettriche per il trasporto dell'energia eolica prodotta nelle isole maggiori: il collegamento sottomarino tra Sardegna e Penisola italiana e quello tra Sicilia e Calabria. Altri interventi per un valore di 2 miliardi di euro sono in autorizzazione, di questi 1,4 miliardi dedicati all'energia rinnovabile. Tanto per citarne qualcuno il collegamento Foggia-Benevento tra Puglia e Campania che servirà a raccogliere la produzione eolica nell'area appenninica tra le due regioni e il completamento della parte aerea del collegamento Sorgente-Rizziconi tra Sicilia e Calabria. Ci sono, infine, ulteriori 7 opere in fase di concertazione, propedeutica a quella autorizzata”.

4.5 L'energia eolica sotto l'aspetto dei consumi energetici italiani

L'energia eolica è energia rinnovabile intermittente, come anche l'energia solare fotovoltaica e l'energia solare termodinamica. Poiché l'accumulazione di grandi quantità di energia elettrica è oggi impraticabile, ne consegue che l'energia elettrica prodotta dal vento e dal sole deve essere distribuita e consumata nel momento in cui viene prodotta. Ciò significa che gli impianti di energia rinnovabile intermittente devono essere connessi direttamente alla rete elettrica di distribuzione, al cui interno in qualsiasi momento si può trovare un consumatore disposto all'acquisto. Esiste però un limite tecnico alla quantità totale di potenza elettrica intermittente (qual'è quella solare ed eolica) che è possibile collegare alla rete elettrica nazionale senza rischiare di provocare il collasso di parte o dell'intero sistema elettrico nazionale. Cosa che potrebbe avvenire nel momento in cui si verificassero, a causa dell'intermittenza, brusche ed impreviste variazioni del livello della potenza immessa nella rete. In altre parole, senza rischiare un "black-out" elettrico locale



o nazionale. Per ragioni cautelative di sicurezza, questo limite è stato considerato da parte dell'ENEL collocabile intorno ad un valore pari al 10% della potenza alla punta, cioè del picco di domanda (anche se dal punto di vista tecnico-scientifico la quantificazione esatta di questo limite è tutt'ora oggetto di

studio e discussione). Poiché in Italia la domanda alla punta ha raggiunto nel 2001 il valore di circa 52.000 MW ne deriva che la potenza massima eolica e/o solare fotovoltaica o termodinamica collegabile alla rete elettrica nazionale italiana è attualmente pari a 5.000 MW circa.

Prendendo in considerazione la dimensione media dei nuovi aerogeneratori che si intendono installare attualmente in Italia (potenza: 1 MW, altezza totale della torre più l'elica: 85 metri circa) si può ipotizzare l'installazione complessiva di circa 5.000-6.000 torri eoliche per una potenza complessiva di 5.000 MW. Per calcolare il contributo energetico che queste torri potrebbero assicurare si deve ricordare che l'Italia è un paese poco ventoso. Su 8.760 ore annue, la media nazionale del vento di velocità compresa tra 4 e 20-22 metri al secondo (l'unica adatta alla produzione elettrica) non supera di molto le 2.000 ore annue. I paesi del nord-Europa e quelli affacciati sull'Atlantico, invece, dispongono di venti tesi e costanti per circa 3.500-4.000 ore annue. Ne deriva che in Italia 5.000 MW (megawatt) eolici potrebbero produrre, al massimo, 10 miliardi di kWh

(kilowattora) all'anno, cioè circa il 3,3% del fabbisogno annuo italiano di energia elettrica (310 miliardi di kWh circa). Ma poiché l'energia elettrica rappresenta un terzo circa del consumo energetico totale italiano, gli ipotetici 10 miliardi di chilowattora eolici corrisponderebbero soltanto all'1,1% circa del consumo totale di energia in Italia. Contributo del tutto irrilevante ai fini energetici. Infine, per ciò che riguarda le emissioni inquinanti, cioè le emissioni di gas serra, per l'Italia il dato complessivo di tali emissioni ammonta a circa 470 milioni di tonnellate di anidride carbonica (CO₂) equivalente. Di queste, 174 milioni circa sono prodotte nelle centrali termoelettriche per la produzione di energia elettrica da combustibile fossile (petrolio, carbone, metano, ecc.). Infatti, la produzione termoelettrica annuale è di 242 miliardi di kWh e l'emissione specifica in tali centrali è pari a 725 grammi (circa) di anidride carbonica equivalente per ciascun kWh elettrico prodotto. Ciò significa che gli ipotetici 10 miliardi di kWh eolici ottenibili in Italia sarebbero in grado di far risparmiare circa 7,3 milioni di tonnellate di CO₂ equivalente, pari all'1,55% dell'emissione totale di gas-serra in Italia. Una quantità minima, se si pensa che è praticamente uguale all'incremento di tali emissioni che si registra in Italia in un solo anno!

In conclusione, da un lato della bilancia sta l'occupazione e la trasformazione in ambiti industriali di vaste zone di territorio prezioso dal punto di vista paesaggistico ed ambientale (5.000 aerogeneratori da 1 MW, con diametro del rotore di circa 60 m, se collocati sull'Appennino in linee a schiera continua, occuperebbero con 4 o 5 linee parallele dispiegate sui crinali senza interruzione un arco di 500 km, cioè l'intera dorsale appenninica centromeridionale, dai Monti Sibillini al massiccio del Pollino), dall'altro lato della bilancia sta l'esiguità del risultato energetico conseguito: tra l'1 e il 2% del fabbisogno totale italiano.

Ci si chiede: "Il gioco vale la candela?" E' evidente che non può essere questa la strategia d'impiego delle fonti rinnovabili su larga scala ed è altrettanto evidente che la corsa all'eolico appare improvvisata e violenta, sia a fronte della complessità e della vastità della crisi climatica, sia in relazione ai danni ambientali e paesaggistici prodotti. Stiamo assistendo, ancora una volta, ad una drammatica aggressione al territorio italiano al di fuori di qualunque minima pianificazione territoriale e principio di tutela sia degli ambienti naturali, sia del patrimonio storico, paesaggistico e culturale. Una strategia adeguata alle problematiche presenti dovrebbe comprendere, invece, una maggiore attenzione alle altre tecnologie delle fonti rinnovabili (solare termico per il riscaldamento - pannelli solari e fotovoltaico in primo luogo), i cui potenziali energetici sono molto più consistenti di quello eolico e il cui collocamento nel territorio è di gran lunga più compatibile dal punto di vista della conservazione dei beni ambientali e paesaggistici.

Capitolo V

Il software *Simulwind Pro* versione 1.0

5.1 Descrizione del programma

Il software *Simulwind Pro 1.0* – versione Professionale – permette di stimare il ritorno economico dell’investimento eolico per un impianto in esercizio con il sistema incentivante tariffario omnicomprensivo o con il sistema dei certificati verdi – CV.

Ai certificati verdi è possibile abbinare nel simulatore due diversi sistemi di regolazione commerciale dell’energia scambiata con la rete:

- il nuovo regime di scambio sul posto SSP introdotto dal TISP;
- il regime di ritiro dedicato – delibera AEEG 280/07 modalità di vendita indiretta.

I menù drop&down sono menù di selezione, le celle bianche sono celle di input mentre le celle gialle sono di output.

5.2 Utilizzo del programma

Il software è costituito da una serie di fogli di calcolo di “Input&Output” che si attivano/disattivano in funzione delle selezioni dell’utente:

- Foglio “CalcoloSistemaEolico”
- Foglio “Producibilità&Consumi”
- Foglio “Dinamiche incentivanti”
- Foglio “Power-Budget”
- Foglio “SSP1+CV”
- Foglio “SSP2+CV”
- Foglio “Ritiro dedicato+CV”
- Foglio “Tariffa Omnicomprensiva”
- Foglio “Output-stampa”

A sua volta ciascun foglio è suddiviso in un insieme di “Quadri” o maschere che si attivano/disattivano in funzione delle selezioni operate dall’utente, agendo sui menù di selezione “drop&down” o inserendo i valori nelle celle di input.

I risultati della simulazione sono riportati al foglio “Output-Stampa”.

I fogli di calcolo vanno compilati partendo dal foglio “CalcoloSistemaEolico” e seguendo la successione che viene consigliata dalle frecce riportate al termine di ciascun foglio.

Nel caso specifico di questo elaborato si concentra l’attenzione sui primi due fogli di calcolo, i quali riportano un’applicazione pratica di quanto trattato nella tesi, dei quali

sarà fornita innanzitutto una descrizione nel dettaglio e successivamente saranno riportati integralmente così come sono presentati nel software utilizzato. E' da precisare che il motivo per cui in questo elaborato ci si sofferma nel dettaglio in tali argomenti e di conseguenza in tali fogli di calcolo è legato al fatto che solo un'attenta e scrupolosa valutazione del potenziale energetico del sito eolico a seconda della tipologia di impianto che si vuole realizzare fornisce la sicurezza dei risultati futuri in termini di producibilità energetica e quindi conseguentemente di copertura dei costi di realizzazione (ritorno economico dell'investimento) in tempi ragionevoli.

5.2.1 Foglio “CalcoloSistemaEolico”

Quadro 1 (Input-Output)

→“Curva di potenza”: è possibile optare per le curve di potenza relative a 85 turbine eoliche caricate sul database del simulatore selezionando l'opzione “Power-Database” oppure in alternativa è possibile caricare una curva di potenza personalizzata selezionando l'opzione “Power-Custom”.

Nel caso si opti per l'opzione “Power-Database” dal menù drop&down è possibile selezionare la tipologia di quota mozzo aerogeneratore poiché per uno stesso modello di turbina eolica è possibile avere diversi valori di quota del mozzo. Selezionando l'opzione “Database-default” l'opportuna cella di output riporterà il valore della quota mozzo aerogeneratore impostata di default nel database delle turbine, mentre selezionando l'opzione “Database-Custom” la cella di output riporterà il valore della quota mozzo aerogeneratore inserito nella cella di input bianca.

→“Costruttore”: dal relativo menù drop&down è possibile selezionare uno tra i 19 costruttori di pale eoliche riportate nel database del software (si può effettuare tale selezione se risulta selezionata l'opzione “Power-Database”).

→“Modello”: dal relativo menù drop&down è possibile selezionare uno tra gli 85 modelli di turbine eoliche riportate nel database del software (si può effettuare tale selezione se risulta selezionata l'opzione “Power-Database”).

Nel caso si opti per l'opzione “Power-Custom”:

- a) occorre selezionare la tipologia di asse della turbina;
- b) occorre selezionare la potenza nominale, il diametro del rotore, il costruttore, il modello e la quota mozzo aerogeneratore;
- c) occorre caricare i valori della propria curva di potenza nelle celle bianche di input.

Con riferimento alle misure anemometriche si andranno ad inserire anche il valore del coefficiente k della distribuzione di Weibull, il valore della velocità media del vento nel sito (m/s) e il valore della quota di installazione cui fanno riferimento i dati anemometrici rispetto al livello del terreno (m).

→“Coefficiente di scabrezza”: dal relativo menù drop&down si seleziona la classe di rugosità del sito oggetto dell'installazione.

E' da tenere presente che le formule che fanno uso del coefficiente di scabrezza sono utilizzate per trasportare i dati anemometrici alla quota di installazione dell'aerogeneratore.

Tali formule sono valide solo per orografia pianeggiante; per orografie complesse sono utilizzabili soltanto se la quota dati è prossima alla quota di installazione dell'aerogeneratore.

Successivamente si deve inserire anche il numero di turbine eoliche costituenti il sistema eolico oggetto della simulazione.

Dai menù successivi si impostano le perdite del sistema eolico, nonché l'altitudine e la temperatura media del sito.

Va osservato che i valori della spinta e del coefficiente di spinta sono ricavati dal software a partire dai dati dell'aerogeneratore (curva di potenza, dimensione del rotore) con l'utilizzo della teoria del "disco attuatore".

5.2.2 Foglio "Producibilità&Consumi"

Quadro 1 (Input-Output)

→"Consumi": è possibile optare tra consumi Uniformi e Custom-mese. Nel primo caso i consumi vengono equamente distribuiti per ciascun mese dell'anno, nel secondo caso occorre inserire manualmente i consumi per ciascun mese.

Se si è optato per la selezione Consumi "Uniformi" si inserisce il consumo annuale dell'utenza e questo valore verrà equamente distribuito nei 12 mesi dell'anno.

Se si è optato per la selezione Consumi "Custom-mese" si inseriscono i valori di consumo mensile nelle apposite celle bianche.

Nelle relative celle di input bianche, costituenti la maschera "*Distribuzione oraria percentuale della potenza prelevata dalla rete in un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno*", è possibile ricostruire il diagramma di carico dell'utenza interessata all'installazione dell'impianto eolico, modulando i valori percentuali di potenza attinta dalla rete elettrica di distribuzione nell'arco delle 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno. La ricostruzione sarà quindi di tipo mensile.

Quadro 2 (Output-Input)

Dal relativo menù drop&down è possibile selezionare un profilo di producibilità costante o Custom. Nel primo caso la producibilità dell'impianto eolico verrà equamente distribuita sui 12 mesi, mentre con la selezione Custom sarà possibile modulare la producibilità inserendo il valore dell'erogazione di potenza nelle opportune celle.

E' poi possibile modulare l'erogazione di potenza nell'arco di 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno inserendo i valori di erogazione percentuale oraria di potenza nelle relative celle di input bianche. Tale modulazione rileva sia per la selezione Producibilità costante che per la selezione Producibilità Custom. Va considerato che l'utilizzo di profili di producibilità personalizzati non rileva nel caso di impianti che iniettano in rete la totalità dell'energia prodotta.

Quadro 3 (Output)

L'output si ha:

- Nella maschera *“Producibilità VS Consumo (Energia iniettata in rete – valori riferiti al 1° anno)”*. Il simulatore calcola il valore fisico dell'energia prodotta dall'impianto eolico ed iniettata in rete, nell'arco delle 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno.
- Nella maschera *“Energia iniettata in rete aumentata di un fattore percentuale ai sensi della Deliberazione n. 111/06 art. 12 comma 6, lettera a)”*. Il simulatore calcola il valore fisico dell'energia prodotta dall'impianto eolico ed iniettata in rete, nell'arco delle 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno, aumentato di un fattore percentuale in funzione del livello di tensione previsto per la connessione dell'impianto eolico alla rete elettrica di distribuzione, ai sensi della Deliberazione n. 111/06 art. 12 comma 6, lettera a) – (Bassa Tensione = +10,8% ; Media Tensione = +5,1%).
- Nella maschera *“Autoconsumo (Valori riferiti al 1° anno)”*. Il simulatore calcola il valore fisico dell'energia prodotta dall'impianto eolico ed auto consumata, nell'arco delle 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno.
- Nella maschera *“Energia prelevata dalla rete – Valori riferiti al 1° anno”*. Il simulatore calcola il valore fisico dell'energia prelevata dall'utenza, nell'arco delle 24 ore di un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno.

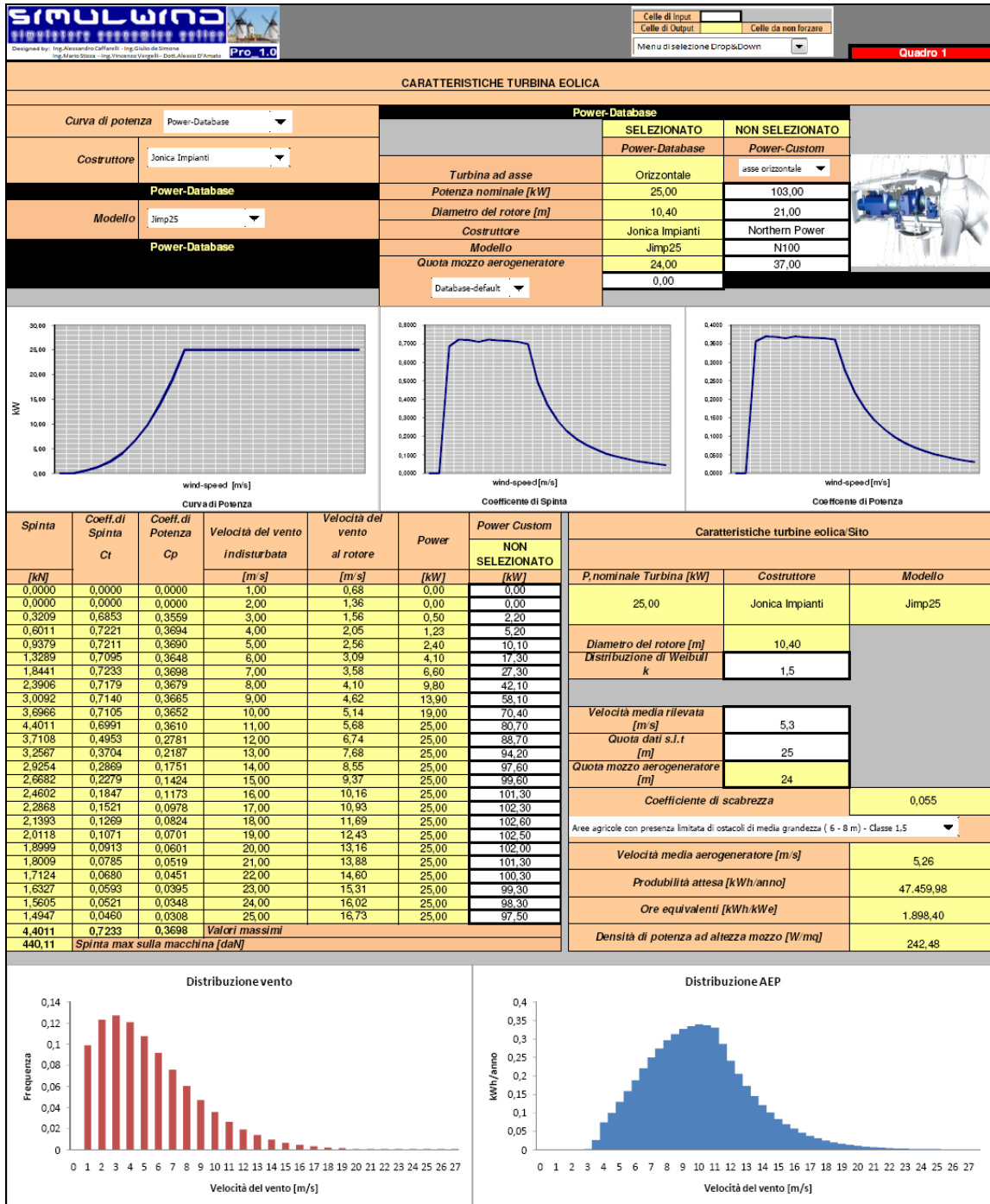
Dal menù “Tasso variazione annuale consumi” è possibile associare una dinamica di evoluzione temporale ai consumi utenza, mentre dal menù “Perdita di efficienza annuale impianto eolico” è possibile associare una dinamica di evoluzione temporale della producibilità dell'impianto eolico.

5.3 Applicazione del software ad un caso specifico

Come sarà presentato di seguito il software è stato utilizzato, nelle modalità già descritte precedentemente, per l'applicazione ad un caso reale: ci poniamo nel caso di avere un'utenza, il cui consumo energetico ammonta a 24.540 kWh annui ripartiti in modo non uniforme nei vari mesi dell'anno, da alimentare con un singolo aerogeneratore. Come si potrà vedere nei fogli di calcolo riportati successivamente è stato scelto un aerogeneratore ad asse orizzontale della potenza nominale di 25 kW (Jimp25) costruito dalla "Jonica Impianti".

Si possono vedere innanzitutto le caratteristiche della turbina eolica e del sito, successivamente i grafici contenenti le curve di potenza dell'aerogeneratore, la potenza prodotta dalla macchina per diverse velocità del vento, la distribuzione del vento, la distribuzione dell'AEP, le caratteristiche del sistema eolico nel complesso (comprese la producibilità attesa, le ore equivalenti di funzionamento ecc.), la valutazione di mancato impatto ambientale (MIA), tutta la parte relativa ai consumi dell'utenza (ripartiti in modo non uniforme nei mesi dell'anno), ecc. Molto interessanti sono tutte le tabelle e i grafici relativi sia all'energia prodotta e auto-consumata sia all'energia prelevata dalla rete anche con un confronto tra queste ultime in uno stesso grafico per rendersi conto in modo migliore dell'effettiva utilità dell'impianto.

Foglio "Calcolo Sistema Eolico"









Distribuzione vento



Distribuzione AEP



CARATTERISTICHE SISTEMA EOLICO						
N° Turbine Eoliche	1					
Potenza impianto eolico [MW]	0,0250					
Perdita per interferenza aerodinamica	0,10%					0,00%
Perdita di disponibilità sistema eolico	1,40%					1,40%
Perdita elettrica	1,20%					1,20%
Altezza sito [m]	400,0					
Coefficiente correttivo						3,90%
Temperatura media [°C]	14,00					
						-0,37%
Totale perdite						6,04%
Produciibilità attesa sistema eolico [kWh/anno]	47.459,98	Ore equivalenti [kWh/kWe]	1.898,40	Fattore di capacità	21,67%	
Produciibilità attesa sistema eolico al netto delle perdite [kWh/anno]	44.594,38	Ore equivalenti nette [kWh/kWe]	1.783,78	Fattore di capacità netto	20,36%	
VALUTAZIONE MANCATO IMPATTO AMBIENTALE - MIA						
Emissioni Evitate CO2 [Kg/anno]	TEP/anno	Emissioni Evitate NOx [Kg/anno]	Emissioni Evitate SO2 [Kg/anno]	Rimboschimento equivalente (Ha/anno)		
30.101,2	10,3	66,9	62,4	5,4		
						
752,5	256,4	1,7	1,6			
Emissioni Evitate CO2 25 anni [ton]	TEP 25 anni	Emissioni Evitate NOx 25 anni [ton]	Emissioni Evitate SO2 25 anni [ton]			

Foglio "Producibilità&Consumi"

Celle di Input		Celle di Output		Celle da non forzare	
Menu di selezione Drop&Down					

INPUT/OUTPUT		
Sistema edico	Producibilità Custom	Quadro2
Consumi	CUSTOM-Mese	Quadro1
Energia scambiata con la rete		Quadro3

UTENZA - Consumi

Consumi		NON SELEZIONATO											
CUSTOM-Mese													
INSERIRE CUSTOM-Mese (Celle da E45 a P45)													
Consumo annuale [kWh]	24.540,00												

Consumi Utenza - Uniformi													Consumi Utenza - CUSTOM - Mese
Mese	gennaio	febraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
[kWh mese]	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	2.045,00	24.540,00

Consumi Utenza - CUSTOM - Mese													Consumi Utenza - Uniformi
Mese	gennaio	febraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
[kWh mese]	2.150,00	1.995,00	2.050,00	2.010,00	1.910,00	2.190,00	2.250,00	1.895,00	2.040,00	2.100,00	2.110,00	1.850,00	24.540,00

Consumi Utenza													Consumi CUSTOM Mese
Mese	gennaio	febraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	anno
kWh mese	2.150,00	1.995,00	2.050,00	2.010,00	1.910,00	2.190,00	2.250,00	1.895,00	2.040,00	2.100,00	2.110,00	1.850,00	24.540,00

Distribuzione oraria percentuale della potenza prelevata dalla rete in un giorno tipico di uno specifico mese dell'anno														SELEZIONATO
% [kW]	gennaio	febraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre	Media % [kW]	
0,00	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	2,037%	
1,00	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	2,444%	
2,00	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	2,851%	
3,00	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	3,462%	
4,00	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	4,073%	
5,00	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	4,684%	
6,00	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	5,295%	
7,00	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	5,051%	
8,00	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	4,562%	
9,00	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	4,155%	
10,00	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	3,992%	
11,00	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	
12,00	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	4,929%	
13,00	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	5,580%	
14,00	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	5,988%	
15,00	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	6,191%	
16,00	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	6,151%	
17,00	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	5,866%	
18,00	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	5,132%	
19,00	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	4,277%	
20,00	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	3,299%	
21,00	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	2,485%	
22,00	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	1,833%	
23,00	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	1,385%	
Controllo	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	100,000%	
	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	OK	

Diagrammi di carico tipico giornaliero - Gennaio

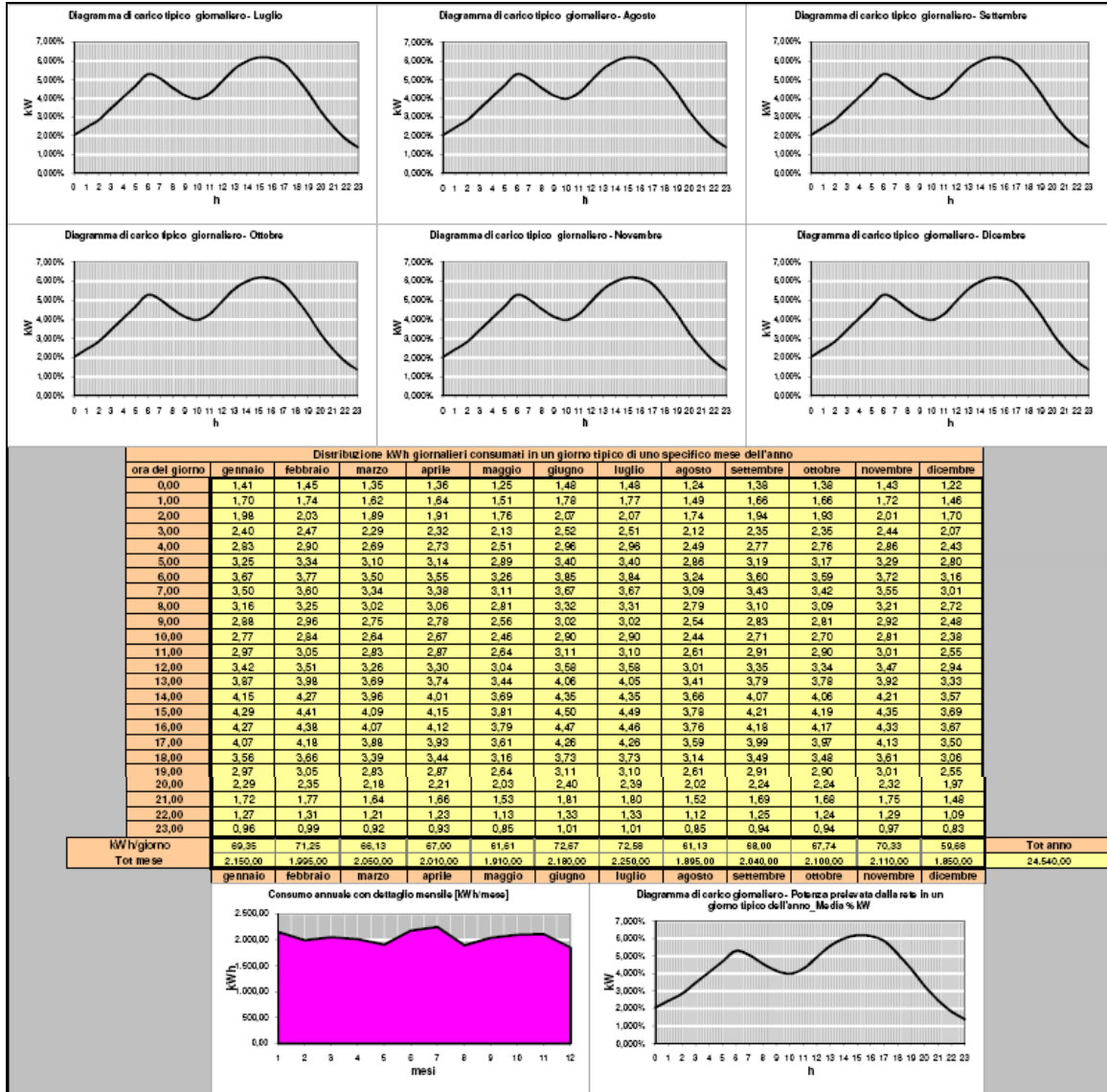
Diagramma di carico tipico giornaliero - Febbraio

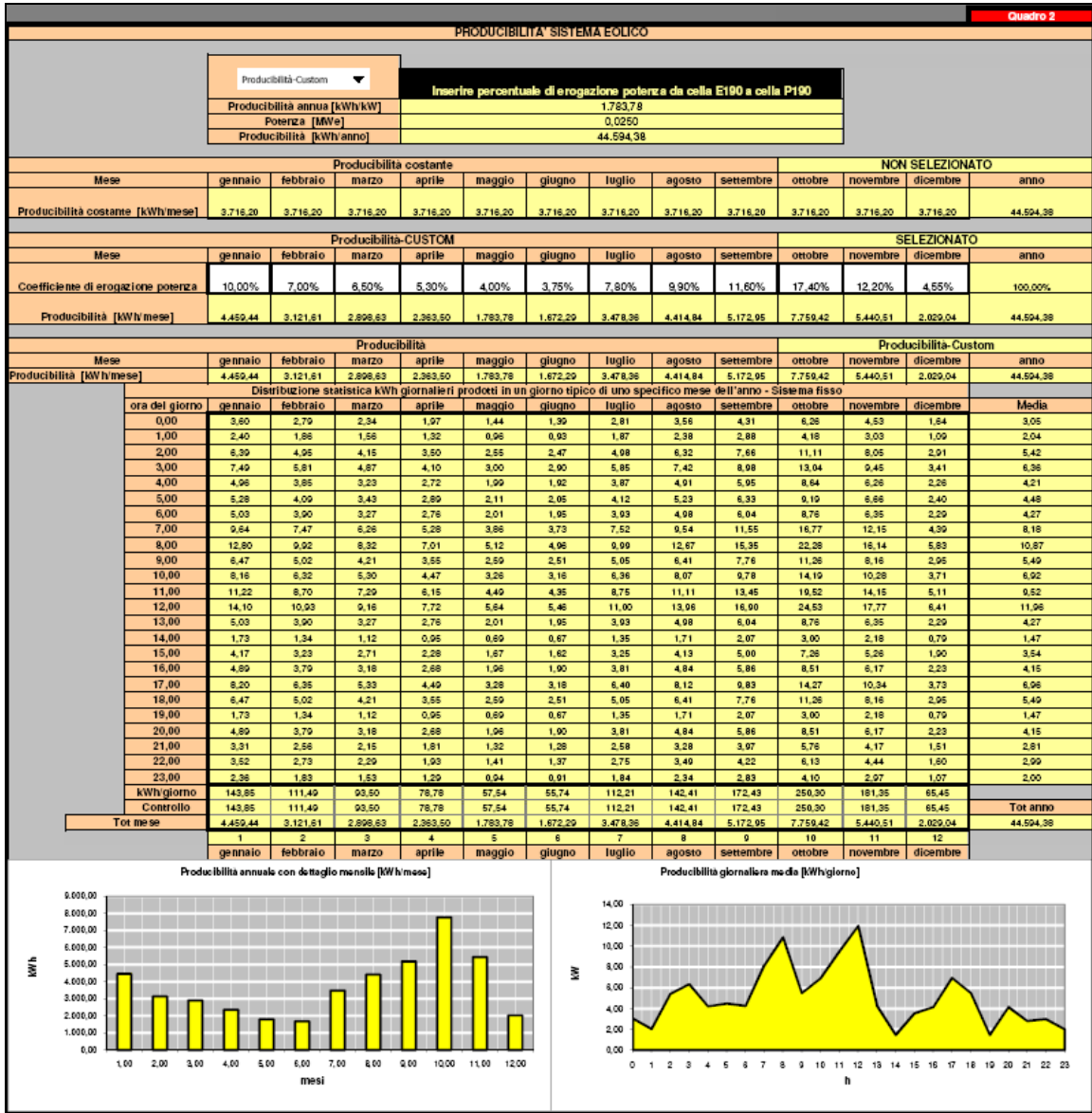
Diagramma di carico tipico giornaliero - Marzo

Diagramma di carico tipico giornaliero - Aprile

Diagramma di carico tipico giornaliero - Maggio

Diagramma di carico tipico giornaliero - Giugno





Energia scambiata con la rete (Iniezione Autoconsumo e Prelievo)

Ore equivalenti nette [kWh.kWe]	1.783,78
Potenza [MWe]	0,02500
Produttività netta [kWh/anno]	44.594,38

Produttività VS CONSUMO (Energia iniettata in rete - Valori riferiti al 1'anno)												
ora del giorno	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
0,00	2,18	1,34	0,99	0,81	0,18	0,00	1,33	2,32	2,93	4,88	3,10	0,42
1,00	0,71	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	0,10	0,88	1,22	2,52	1,31	0,00
2,00	4,41	2,92	2,27	1,59	0,80	0,40	2,91	4,58	5,72	9,18	6,05	1,20
3,00	5,09	3,34	2,58	1,78	0,86	0,39	3,33	5,30	6,63	10,70	7,01	1,34
4,00	2,14	0,94	0,53	0,00	0,00	0,00	0,91	2,42	3,18	5,88	3,39	0,00
5,00	2,03	0,75	0,33	0,00	0,00	0,00	0,72	2,38	3,14	6,01	3,38	0,00
6,00	1,38	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	1,75	2,43	5,17	2,62	0,00
7,00	6,14	3,87	2,92	1,89	0,74	0,06	3,85	6,45	8,12	13,35	8,60	1,37
8,00	9,84	6,67	5,31	3,96	2,31	1,65	6,68	9,89	12,24	19,19	12,93	3,10
9,00	3,59	2,06	1,46	0,78	0,03	0,00	2,03	3,87	4,93	8,45	5,24	0,47
10,00	5,39	3,48	2,66	1,79	0,80	0,26	3,46	5,63	7,06	11,49	7,47	1,33
11,00	8,25	5,65	4,47	3,28	1,85	1,24	5,65	8,49	10,54	16,63	11,14	2,55
12,00	10,68	7,41	5,90	4,42	2,60	1,88	7,42	10,94	13,55	21,19	14,31	3,47
13,00	1,16	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,57	2,24	4,98	2,42	0,00
14,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,35	0,79	3,06	0,90	0,00
16,00	0,63	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,08	1,68	4,34	1,84	0,00
17,00	4,13	2,18	1,45	0,58	0,00	0,00	2,14	4,53	5,84	10,29	6,21	0,23
18,00	2,91	1,38	0,81	0,11	0,00	0,00	1,32	3,27	4,27	7,79	4,55	0,00
19,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,00	0,00
20,00	2,60	1,44	1,00	0,47	0,00	0,00	1,42	2,83	3,62	6,28	3,85	0,28
21,00	1,59	0,79	0,51	0,15	0,00	0,00	0,78	1,76	2,28	4,07	2,42	0,02
22,00	2,25	1,43	1,08	0,70	0,28	0,03	1,42	2,37	2,98	4,89	3,15	0,51
23,00	1,40	0,64	0,62	0,38	0,09	0,00	0,83	1,49	1,89	3,17	2,00	0,25
kWh/giorno	75,29	46,72	34,99	22,43	10,56	5,92	48,59	84,14	107,27	163,61	113,88	16,53
Tot mese	2.426,90	1.306,11	1.081,64	672,84	327,32	177,50	1.438,22	2.608,40	3.218,20	5.692,05	3.416,53	512,43

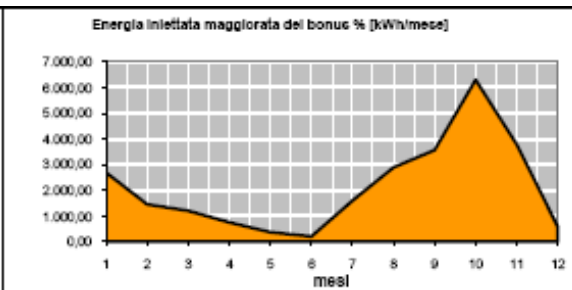
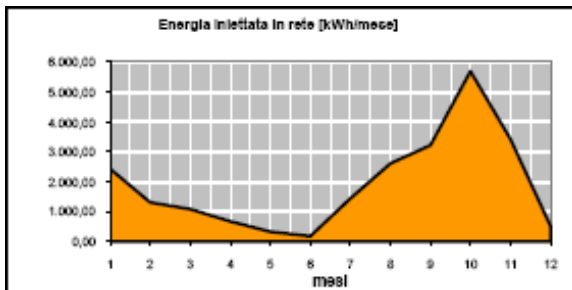
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre

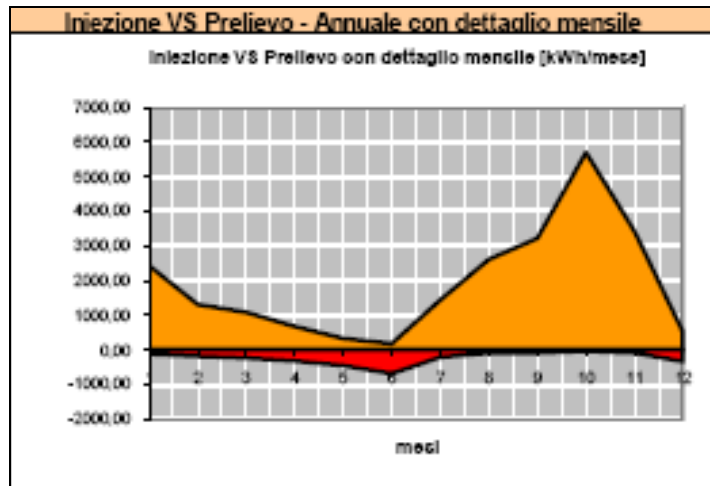
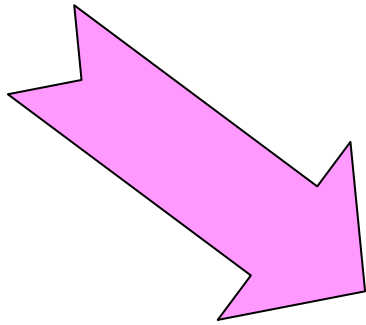
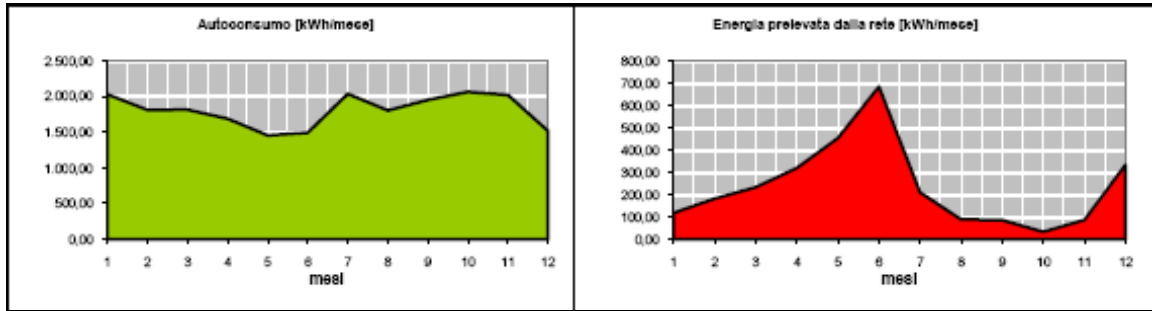
Energia iniettata in rete aumentata di un fattore percentuale ai sensi della Deliberazione n.111/06 art.12 comma 6, lettera a)													Bonus		
ora del giorno	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	Bassa Tensione	10,20%	10,80%			
0,00	2,42	1,48	1,10	0,67	0,20	0,00	1,47	2,57	3,24	5,40	3,44	0,47			
1,00	0,78	0,13	0,00	0,00	0,00	0,00	0,11	0,99	1,35	2,90	1,45	0,00			
2,00	4,89	3,23	2,51	1,75	0,88	0,45	3,23	5,07	6,33	10,17	6,70	1,33			
3,00	5,64	3,70	2,86	1,98	0,95	0,43	3,69	5,88	7,35	11,95	7,77	1,49			
4,00	2,37	1,05	0,59	0,00	0,00	0,00	1,01	2,69	3,52	6,51	3,76	0,00			
5,00	2,25	0,84	0,37	0,00	0,00	0,00	0,80	2,62	3,48	6,66	3,72	0,00			
6,00	1,51	0,14	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	1,94	2,70	5,73	2,91	0,00			
7,00	6,90	4,29	3,24	2,10	0,82	0,07	4,27	7,15	9,00	14,79	9,53	1,52			
8,00	10,68	7,29	5,88	4,38	2,55	1,82	7,40	10,95	13,57	21,26	14,33	3,44			
9,00	3,99	2,28	1,62	0,84	0,03	0,00	2,25	4,29	5,47	9,36	5,80	0,52			
10,00	5,97	3,85	2,95	1,99	0,89	0,29	3,84	6,24	7,83	12,73	8,28	1,47			
11,00	9,15	6,26	4,95	3,53	2,05	1,37	6,26	9,41	11,68	18,42	12,34	2,83			
12,00	11,83	8,21	6,54	4,90	2,88	2,08	8,22	12,13	15,01	23,46	15,85	3,85			
13,00	1,29	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,74	2,48	5,52	2,68	0,00			
14,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00			
15,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,38	0,88	3,40	1,00	0,00			
16,00	0,69	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	1,20	1,86	4,81	2,04	0,00			
17,00	4,58	2,41	1,61	0,62	0,00	0,00	2,37	5,02	6,47	11,41	6,88	0,28			
18,00	3,23	1,51	0,90	0,12	0,00	0,00	1,47	3,62	4,73	8,63	5,04	0,00			
19,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12	0,00	0,00			
20,00	2,88	1,60	1,11	0,52	0,00	0,00	1,57	3,13	4,01	6,95	4,28	0,28			
21,00	1,78	0,88	0,58	0,18	0,00	0,00	0,86	1,95	2,52	4,51	2,69	0,03			
22,00	2,50	1,58	1,20	0,78	0,31	0,04	1,57	2,62	3,30	5,42	3,49	0,58			
23,00	1,55	0,93	0,68	0,40	0,10	0,00	0,93	1,65	2,09	3,51	2,22	0,27			
kWh/giorno	86,74	51,76	38,66	24,85	11,70	6,56	51,40	93,23	118,86	203,44	126,19	18,32			
Tot mese	2.889,00	1.449,38	1.196,46	745,50	362,67	196,67	1.593,54	2.890,11	3.565,76	6.306,79	3.785,51	567,78			

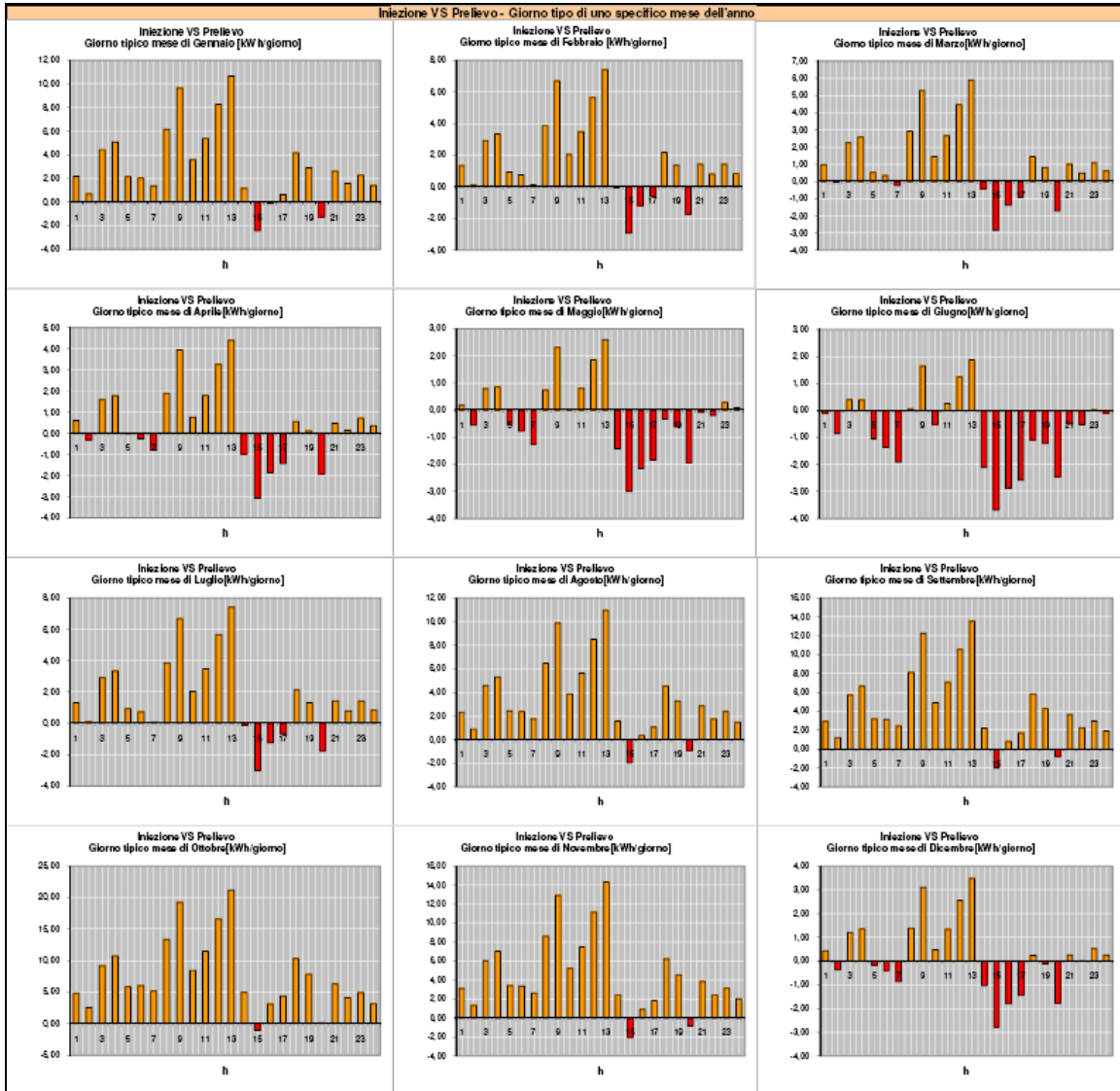
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre

Autoconsumo (Valori riferiti al 1° anno)												
ora del giorno	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
0,00	1,41	1,45	1,35	1,38	1,25	1,30	1,48	1,24	1,38	1,38	1,43	1,22
1,00	1,70	1,74	1,56	1,32	0,96	0,93	1,77	1,49	1,66	1,66	1,72	1,09
2,00	1,98	2,03	1,89	1,91	1,76	2,07	2,07	1,74	1,94	1,93	2,01	1,70
3,00	2,40	2,47	2,29	2,32	2,13	2,52	2,51	2,12	2,35	2,35	2,44	2,07
4,00	2,83	2,90	2,69	2,72	1,99	1,92	2,96	2,49	2,77	2,75	2,86	2,28
5,00	3,25	3,34	3,10	2,89	2,11	2,05	3,40	2,88	3,19	3,17	3,29	2,40
6,00	3,67	3,77	3,27	2,78	2,01	1,95	3,84	3,24	3,60	3,59	3,72	2,29
7,00	3,50	3,60	3,34	3,38	3,11	3,67	3,67	3,09	3,43	3,42	3,55	3,01
8,00	3,16	3,25	3,02	3,08	2,81	3,32	3,31	2,79	3,10	3,09	3,21	2,72
9,00	2,88	2,98	2,75	2,78	2,56	2,51	3,02	2,54	2,83	2,81	2,92	2,48
10,00	2,77	2,84	2,64	2,67	2,46	2,90	2,90	2,44	2,71	2,70	2,81	2,38
11,00	2,97	3,05	2,83	2,87	2,64	3,11	3,10	2,61	2,91	2,90	3,01	2,55
12,00	3,42	3,51	3,26	3,30	3,04	3,58	3,58	3,01	3,35	3,34	3,47	2,94
13,00	3,87	3,90	3,27	2,78	2,01	1,95	3,93	3,41	3,79	3,78	3,92	2,29
14,00	1,73	1,34	1,12	0,95	0,69	0,67	1,35	1,71	2,07	3,00	2,18	0,79
15,00	4,17	3,23	2,71	2,28	1,87	1,62	3,25	3,78	4,21	4,19	4,35	1,90
16,00	4,27	3,79	3,18	2,68	1,98	1,90	3,81	3,76	4,18	4,17	4,33	2,23
17,00	4,07	4,18	3,88	3,93	3,28	3,18	4,26	3,59	3,99	3,97	4,13	3,50
18,00	3,58	3,66	3,39	3,44	2,59	2,51	3,73	3,14	3,49	3,48	3,61	2,95
19,00	1,73	1,34	1,12	0,95	0,69	0,67	1,35	1,71	2,07	2,90	2,18	0,79
20,00	2,29	2,35	2,18	2,21	1,96	1,90	2,39	2,02	2,24	2,24	2,32	1,97
21,00	1,72	1,77	1,64	1,68	1,32	1,28	1,80	1,52	1,69	1,68	1,75	1,48
22,00	1,27	1,21	1,21	1,23	1,13	1,33	1,33	1,12	1,25	1,24	1,29	1,09
23,00	0,96	0,99	0,92	0,93	0,85	0,91	1,01	0,85	0,94	0,94	0,97	0,83
kWh/giorno	65,57	64,77	68,61	66,38	46,98	49,83	65,81	68,27	65,16	66,69	67,47	48,92
Tot mese	2.032,54	1.813,50	1.817,00	1.690,87	1.455,45	1.494,79	2.040,14	1.896,44	1.954,75	2.067,37	2.023,99	1.516,61
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre

Energia prelevata dalla rete - Valori riferiti al 1° anno												
ora del giorno	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre
0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
1,00	0,00	0,00	0,05	0,32	0,54	0,85	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,37
2,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
3,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
4,00	0,00	0,00	0,00	0,01	0,52	1,04	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,17
5,00	0,00	0,00	0,00	0,25	0,77	1,36	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,39
6,00	0,00	0,00	0,23	0,79	1,25	1,90	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,87
7,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
8,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
9,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,51	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
10,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
11,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
12,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
13,00	0,00	0,07	0,42	0,98	1,42	2,10	0,12	0,00	0,00	0,00	0,00	1,04
14,00	2,43	2,93	2,64	3,07	3,00	3,68	3,00	1,95	2,00	1,05	2,04	2,79
15,00	0,12	1,18	1,38	1,88	2,15	2,88	1,24	0,00	0,00	0,00	0,00	1,80
16,00	0,00	0,59	0,89	1,44	1,83	2,57	0,65	0,00	0,00	0,00	0,00	1,45
17,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,33	1,08	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
18,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,57	1,22	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,12
19,00	1,24	1,71	1,71	1,92	1,94	2,44	1,76	0,91	0,84	0,00	0,83	1,77
20,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,08	0,50	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
21,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,21	0,52	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
22,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
23,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,09	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
kWh/giorno	3,79	6,48	7,52	10,54	14,83	22,54	6,77	2,86	2,84	1,05	2,87	10,75
Tot mese	117,46	181,50	233,00	319,33	453,54	685,21	200,85	88,58	85,25	32,63	86,01	333,39
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
	gennaio	febbraio	marzo	aprile	maggio	giugno	luglio	agosto	settembre	ottobre	novembre	dicembre





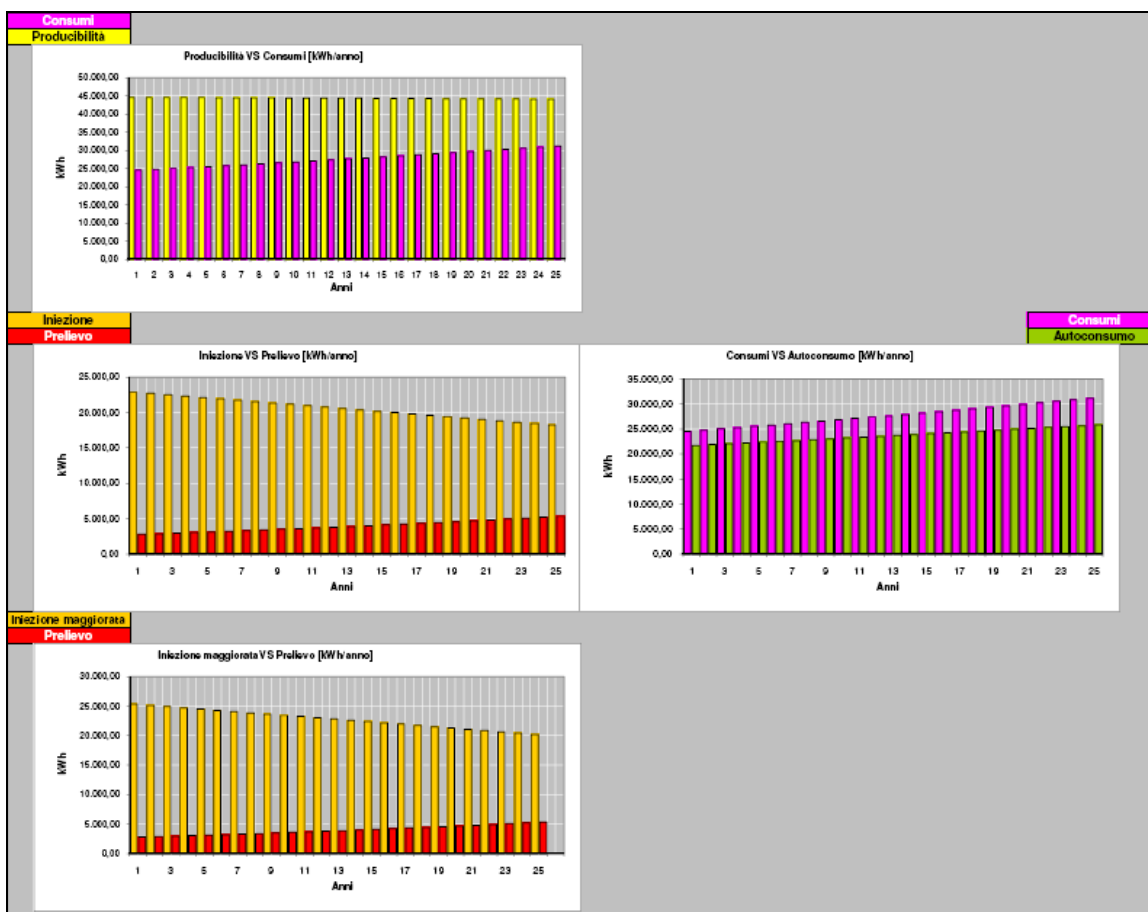


Orizzonte temporale a 25 anni

Perdita di efficienza annuale Impianto edilio 0,05%

Tasso di variazione annuale consumi 1,00%

Anno	[kWh] Produttività	[kWh] Consumi	[MWh] Iniezione in rete	[MWh] Copertura consumi	[MWh] Prelievo dalla rete	[MWh] Iniezione maggiorata
1	44.594,38	24.540,00	22.880,13	21.714,25	2.825,75	25.351,18
2	44.572,08	24.785,40	22.890,10	21.881,98	2.903,42	25.140,64
3	44.549,80	25.033,25	22.499,81	22.049,98	2.983,27	24.929,79
4	44.527,52	25.283,59	22.310,48	22.217,07	3.066,52	24.719,99
5	44.505,26	25.536,42	22.122,12	22.383,14	3.153,28	24.511,31
6	44.483,01	25.791,79	21.932,80	22.550,21	3.241,58	24.301,54
7	44.460,76	26.049,70	21.742,24	22.718,52	3.331,19	24.090,41
8	44.438,53	26.310,20	21.551,56	22.886,98	3.423,23	23.879,13
9	44.416,31	26.573,30	21.359,51	23.056,81	3.516,50	23.666,34
10	44.394,11	26.839,04	21.167,89	23.226,21	3.612,83	23.454,03
11	44.371,91	27.107,43	20.975,65	23.396,26	3.711,17	23.241,02
12	44.349,72	27.378,50	20.782,77	23.566,96	3.811,55	23.027,31
13	44.327,55	27.652,29	20.588,36	23.739,19	3.913,10	22.811,90
14	44.305,38	27.928,81	20.393,06	23.912,32	4.016,48	22.595,51
15	44.283,23	28.208,10	20.199,20	24.084,04	4.124,06	22.380,71
16	44.261,09	28.490,18	20.004,43	24.256,66	4.233,52	22.164,91
17	44.238,96	28.775,08	19.807,92	24.431,04	4.344,04	21.947,17
18	44.216,84	29.062,83	19.610,97	24.605,87	4.456,96	21.728,95
19	44.194,73	29.353,46	19.414,97	24.779,76	4.573,70	21.511,79
20	44.172,63	29.646,99	19.220,43	24.952,21	4.694,79	21.296,23
21	44.150,55	29.943,46	19.025,60	25.124,95	4.818,51	21.080,36
22	44.128,47	30.242,90	18.830,81	25.297,66	4.945,24	20.864,54
23	44.106,41	30.545,33	18.636,01	25.470,40	5.074,93	20.648,70
24	44.084,36	30.850,78	18.439,55	25.644,80	5.205,98	20.431,02
25	44.062,31	31.159,29	18.242,27	25.820,04	5.339,24	20.212,43
26						
27						
28						
29						
30						
Tot	1.108.195,91	693.088,12				
	1.108.195,91	0,00	514.428,62	593.767,30	99.320,82	569.986,91
Controlli		693.088,12				



Nel seguito si è deciso di riportare anche una parte del foglio “Output-stampa” contenente, oltre a dati già riportati precedentemente, altri dati importanti dell’impianto preso in considerazione che non erano stati messi in evidenza nei fogli precedenti.

Foglio “Output-stampa”

Quadro 1		ESPLOSO OUTPUT ECONOMICO							
		ESPLOSO OUTPUT ECONOMICO							
Produttività		44.594,38	44.572,08	44.549,89	44.527,52	44.505,26	44.483,01	44.460,76	
Consumi		24.540,00	24.705,40	25.033,25	25.283,69	25.636,42	26.791,79	26.940,70	
Iniezione in rete		22.880,13	22.866,68	22.496,64	22.310,46	22.122,12	21.932,38	21.742,04	
Auizione uno		21.714,25	21.881,98	22.049,93	22.217,07	22.383,14	22.550,21	22.718,52	
Prelievo dalla rete		2.825,75	2.903,42	2.980,32	3.066,52	3.151,28	3.241,98	3.331,19	
Iniezione in rete maggiorata		25.351,18	25.140,64	24.929,79	24.719,99	24.511,31	24.301,54	24.090,41	
Anno		0,00	1,00	2,00	3,00	4,00	5,00	6,00	7,00



44.483,53	44.416,31	44.394,11	44.371,91	44.349,72	44.327,55	44.305,38	44.283,23	44.261,09	44.238,96
26.310,20	26.573,30	26.836,04	27.107,43	27.378,50	27.652,29	27.928,81	28.208,10	28.490,18	28.775,08
21.551,56	21.391,51	21.227,80	20.975,65	20.722,77	20.469,36	20.215,66	20.000,20	19.804,43	19.607,92
22.883,98	23.055,81	23.228,21	23.398,26	23.566,96	23.734,19	23.911,22	24.084,04	24.256,66	24.431,04
3.423,23	3.512,50	3.612,83	3.711,17	3.811,55	3.913,10	4.016,45	4.124,06	4.233,52	4.344,04
23.859,13	23.686,34	23.454,03	23.241,02	23.027,31	22.811,90	22.595,51	22.380,71	22.164,91	21.947,17
8,00	9,00	10,00	11,00	12,00	13,00	14,00	15,00	16,00	17,00



44.216,84	44.194,73	44.172,63	44.150,55	44.128,47	44.106,41	44.084,36	44.062,31		1.108.195,91
29.062,83	29.363,46	29.646,90	29.943,46	30.242,90	30.546,33	30.850,78	31.159,29		693.083,12
19.570,97	19.414,97	19.221,43	19.025,60	18.830,81	18.636,01	18.439,55	18.242,27		514.438,65
24.695,87	24.779,76	24.952,21	25.124,95	25.297,68	25.470,40	25.644,80	25.820,04		593.767,30
4.495,96	4.573,70	4.654,79	4.738,51	4.824,24	4.911,93	5.001,68	5.093,24		99.320,85
21.728,95	21.511,79	21.296,29	21.083,36	20.874,54	20.669,70	20.467,02	20.267,43		520.982,91
18,00	19,00	20,00	21,00	22,00	23,00	24,00	25,00		

Quadro 2		OUTPUT DI STAMPA			
Costruttore Turbina	Jonica Impianti			Costo impianto (IVA esclusa)	€ 60.000,00
Modello Turbina	Jimp25	n° turbine	1,00	Costo impianto (IVA inclusa)	€ 66.000,00
Systema eolico	Mineolico			Manutenzione ordinaria 1°anno	€ 500,00
Potenza elettrica nominale [kWel]	25,00			Manutenzione Straordinaria	€ 2.688,95
Produttività netta [kWh/anno]	44.594,38			Manutenzione Straordinaria	€ 1.979,22
Consumi [kWh/anno]	24.540,00			Costo assicurazione 1°anno	€ 400,00
					Anno
					10,00
					Anno
					15,00

Considerazioni conclusive

- 1) Un aspetto di primaria importanza che appare immediatamente evidente è la caratterizzazione di questa particolare fonte energetica, che richiede un'adeguata conoscenza dell'influenza dei vari parametri di ingresso sul comportamento fisico di questo sistema; a differenza di altri sistemi di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile, la gran parte delle variabili di ingresso è generalmente fuori controllo e mostra una dispersione statistica piuttosto rilevante. Pertanto si pone innanzitutto il problema della definizione del dimensionamento di tali apparati come le stazioni anemometriche e di quelli, come i convertitori, i sistemi di accumulo ecc., che ad essi sono collegati dato che entreranno in gioco nel momento successivo una volta progettato e costruito l'impianto. Un sovradimensionamento eccessivo soprattutto dal lato elettrico, per rispondere a condizioni di eccezionale disponibilità della fonte energetica primaria ma di scarsa frequenza sul piano statistico, si traduce in elevati costi di investimento e nella scarsa efficienza di molte apparecchiature quando esse vengono ad operare nelle condizioni più probabili. D'altro canto, un sottodimensionamento non ben ponderato comporta la rinuncia a periodi di surplus energetico che possono dare un contributo significativo anche sul piano economico, qualora ci si sia dotati di un'adeguata capacità degli eventuali sistemi di accumulo.
- 2) Emerge evidente la necessità quindi di un'adeguata conoscenza dei parametri di ingresso anche sul piano della distribuzione statistica, perché solo a fronte di questa è possibile ottimizzare il dimensionamento delle apparecchiature sul piano dell'efficienza e/o della massimizzazione della produzione netta di energia in un intervallo temporale sufficientemente lungo. La traduzione di questo in poche parole sta nell'eseguire nel modo migliore la campagna anemometrica iniziale per la valutazione del potenziale energetico del sito in modo da avere la certezza dei risultati futuri in termini di producibilità dell'impianto: questa azione preliminare, come si è cercato di trasmettere con questa trattazione, ha un'importanza fondamentale e per questo deve essere eseguita a regola d'arte.
- 3) Altro fattore rilevante, in un secondo momento, è la definizione dei parametri elettrici (tensione/corrente/frequenza) nelle interazioni tra i vari stadi. Tale definizione è ovviamente strettamente interconnessa con il numero e la tipologia dei convertitori elettronici che vengono adottati per interfacciare i vari stadi dell'impianto. A livello di generatori eolici è possibile, ad esempio, intervenendo sulle caratteristiche del generatore elettrico azionato dal rotore, scegliere i valori di tensione e frequenza di uscita in modo da ottimizzare l'alimentazione di un sistema per la produzione di idrogeno per elettrolisi passando attraverso la conversione AC/DC. Diverso è il problema della messa in parallelo con la rete in AC di generatori eolici di tipo sincrono che, nel caso si operi a velocità rotorica e

quindi frequenza variabile, richiede un doppio stadio di conversione AC (frequenza variabile)/DC e successivamente DC/AC (frequenza fissa). La scelta del convertitore più opportuno ed il corrispondente progetto sono ovviamente legati al tipo di generatore utilizzato; in tale contesto, si possono esaminare diverse configurazioni di sistemi generatore-convertitore per valutare benefici e costi di ogni soluzione: ad esempio, per quanto la tendenza attuale sia sempre più orientata verso l'utilizzo di generatori sincroni a velocità variabile, i generatori a induzione a rotore avvolto continuano ad essere utilizzati in virtù del minor costo dei convertitori.

- 4) A diverse scelte operative corrispondono quindi diverse configurazioni dei convertitori ed è estremamente importante valutare quale di queste risulta più conveniente in termini di costi di investimento, qualità della tensione e corrente di uscita, flessibilità di esercizio ed affidabilità. Per tener conto di questo è necessario fare riferimento allo stato dell'arte per quanto concerne sia l'architettura dei convertitori sia le prestazioni dei dispositivi allo stato solido. Nell'ottica di un possibile incremento dei livelli di potenza del sistema è quanto mai opportuno realizzare un sistema di controllo del convertitore facilmente adeguabile alle nuove esigenze; allo stato attuale, tuttavia, il sistema di controllo e regolazione dei convertitori statici è generalmente progettato per funzionare con uno specifico tipo di convertitore ed è legato all'applicazione ed al tipo di generatore. Variazioni di potenza o di tipologia dei generatori richiedono quindi quasi sempre un adattamento "hardware" del sistema di controllo, che implica una modifica dei circuiti elettronici e dei componenti impiegati. Per questo si sta diffondendo una nuova tecnologia che impiega un'opportuna struttura hardware, basata su microprocessori, per realizzare le funzioni di controllo utilizzando più programmi modulari con una struttura "object oriented": con tale architettura, le modifiche si realizzano mediante l'opportuna scelta dei moduli software e dei parametri di configurazione in essi contenuti, in funzione dell'applicazione. Non sono richiesti interventi né sui circuiti elettronici, data la flessibilità della struttura hardware, né sul software di gestione. Sono evidenti i vantaggi in termini di riduzione dei tempi e dei costi che tale tecnica offre per lo sviluppo e la progettazione dei sistemi di controllo, rendendo possibile una risposta rapida ed efficace a necessità di adeguamento dell'impianto o ai nuovi requisiti che possono essere imposti dal gestore della rete nazionale o estera.
- 5) Tenuto conto dell'intrinseca aleatorietà delle fonti rinnovabili, è di estrema importanza disporre di un sistema di controllo adeguato in grado di rispondere alle variazioni dei parametri ambientali (ad es., direzione del vento, velocità del vento, ecc.) in modo da ottimizzare l'efficienza energetica da un lato e da evitare l'insorgere di instabilità dall'altro. A tale proposito risultano efficaci anche tecniche alternative di controllo basate sull'implementazione ad es. di reti neurali e/o logica fuzzy, che presentano caratteristiche di autoadattabilità e di relativa

immunità alle variazioni parametriche tali da renderle interessanti per le applicazioni in esame.

- 6) Un'altra problematica di grande attualità in merito alla qualità della fornitura dell'energia è rappresentata dalla presenza dei “flicker” di tensione che si riscontra nei generatori eolici per effetto della fluttuazione di coppia in relazione alla posizione delle pale della turbina; bisogna quindi valutare le tipologie di convertitore e le tecniche di controllo più adatte a limitare tale fenomeno.
- 7) Con particolare riguardo alle centrali eoliche costituite anche da un numero relativamente elevato di turbine, sono possibili varie configurazioni di interconnessione tra le unità e di queste con il resto dell'impianto a seconda del livello di tensione (a cui corrispondono anche diverse scelte di dimensionamento e controllo dei convertitori). Tali configurazioni vengono analizzate simulando il loro comportamento in varie condizioni operative, consentendone la valutazione in termini di economicità, della qualità della fornitura dell'energia e di affidabilità di funzionamento, in relazione alla capacità del sistema di controllo dei generatori/convertitori di rispondere ai diversi tipi di perturbazioni e/o transitori. Come situazione tipica, può essere considerata ad esempio la messa in servizio di una serie di generatori eolici con una rilevante potenza complessiva e la successiva messa in parallelo con la rete (sia essa quella locale o quella globale).
- 8) Altro aspetto molto importante che emerge dalla trattazione è l'individuazione delle architetture di convertitori più convenienti per interfacciare sorgenti di energia rinnovabile come sono appunto gli aerogeneratori con la rete elettrica di distribuzione, con eventuali sistemi di accumulo (batterie di accumulatori) e/o di generazione dell'idrogeno. In un contesto più ampio, i convertitori dovranno essere considerati come componenti integrati all'interno di sistemi per la gestione di un insieme diversificato di fonti e di apparati per la conversione e l'accumulo dell'energia, definendo strategie di controllo mirate all'ottimizzazione di specifiche prestazioni, che possono consistere nell'efficienza complessiva della conversione in una prospettiva orientata prevalentemente all'alimentazione di carichi locali o nella massimizzazione del profitto (o minimizzazione dei costi) in un contesto di interconnessione con la rete elettrica continentale e di mercato dell'energia.
- 9) Per quanto concerne la connessione e quindi l'impatto di tali impianti sulla rete elettrica, si cercherà di mirare verso strategie innovative più efficaci ai fini dell'ottimizzazione della conversione energetica; a tale riguardo, vengono presi in esame i seguenti aspetti:
 - possibilità di far operare gli impianti eolici nell'intorno del punto di massima efficienza;

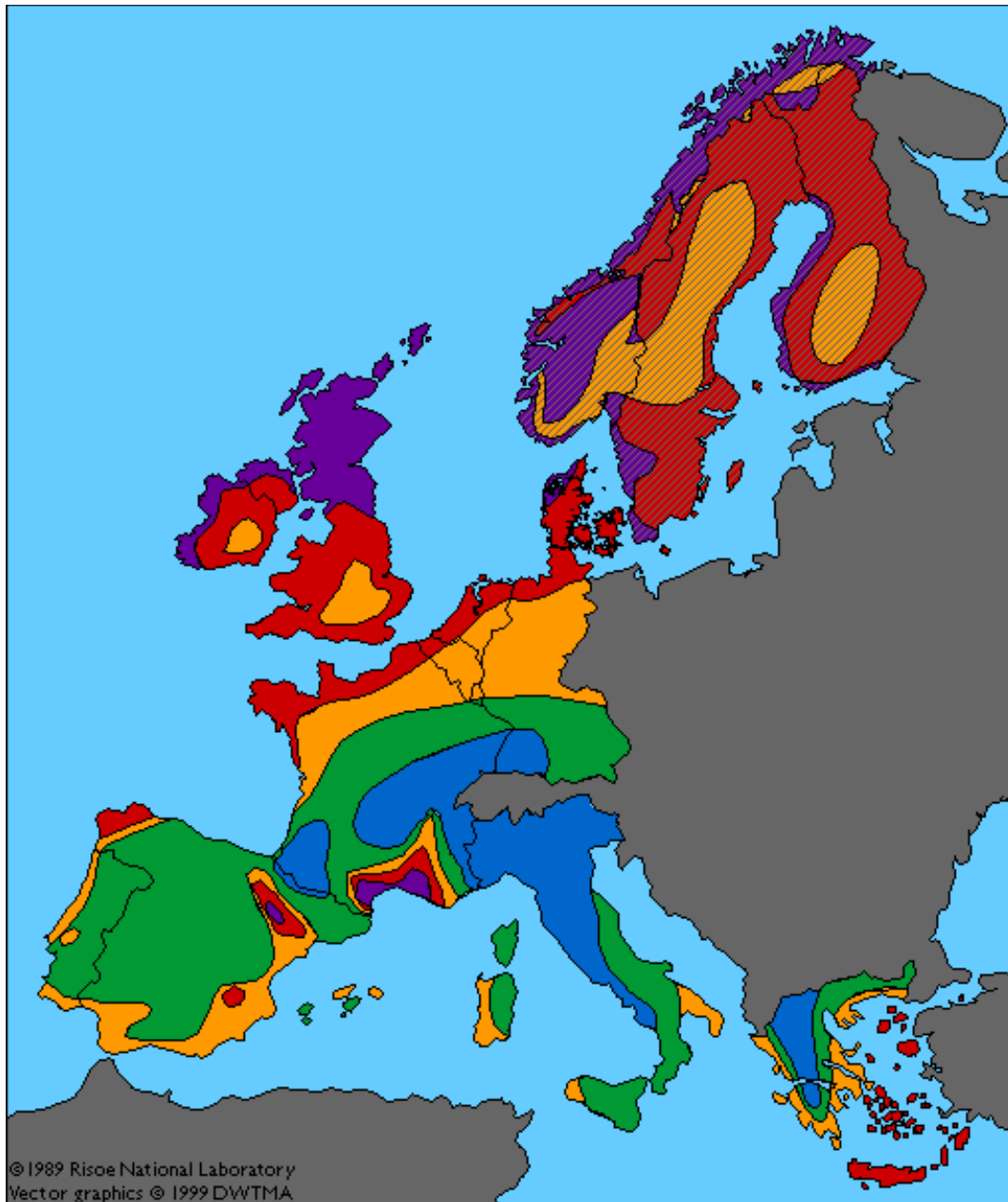
- limitazione del contenuto armonico della tensione e della corrente lato rete elettrica nelle varie condizioni operative;
- elevata affidabilità, includendo la capacità di adeguarsi a diverse configurazioni di rete (ad es., funzionamento in isola) e di rispondere a condizioni anomale e di guasto senza introdurre ulteriori sollecitazioni ed elementi di instabilità;
- predisposizione al controllo da parte di un sistema di supervisione centralizzato;
- scalabilità, cioè possibilità di utilizzare la stessa configurazione generatore/convertitore per range relativamente ampi di potenza e di poter eventualmente adeguare in modo economico il sistema a richieste di potenza via via crescente, adottando un'architettura modulare.

10) Si può affermare quindi che per gli impianti eolici la valutazione del potenziale energetico assume un'importanza fondamentale e andrà a determinare le caratteristiche dell'impianto nella successiva progettazione.









D'altro canto un'altra questione molto delicata risulta essere anche l'impatto di tali impianti sulla rete elettrica. Come si evince dall'elaborato è facile comprendere che ci si trova nel caso in cui il potenziale energetico delle FER elettriche è sovrabbondante rispetto al fabbisogno nazionale ma tuttavia l'intermittenza della generazione introduce barriere tecniche ed economiche che impediscono di produrre quantità di energia elettrica in misura adeguata; per questo occorre completare i sistemi di produzione con impianti di accumulo dell'energia a basso costo in modo da svincolare l'erogazione agli utenti dall'intermittenza. A mio parere quindi posso concludere dicendo che l'eolico non risulta essere una fonte rinnovabile sfruttabile senza limiti e che quindi possa contribuire in modo rilevante alla produzione di energia pulita da un lato per le barriere tecnico – economiche già citate e dall'altro perché comunque questa fonte energetica oltre ad un oneroso studio preliminare necessario per una corretta progettazione porta ad un marcato impatto ambientale sotto l'aspetto paesaggistico.

Appendice a)

European wind resources at 50 metres a.g.l.



Wind resources at 50 meters above ground level for five different topographic conditions:
 1) Sheltered terrain, 2) Open plain, 3) At a sea coast, 4) Open sea, 5) Hills and ridges.

	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²	m/s	W/m ²
	>6.0	>250	>7.5	>500	>8.5	>700	>9.0	>800	>11.5	>1800
	5.0-6.0	150-250	6.5-7.5	300-500	7.0-8.5	400-700	8.0-9.0	600-800	10.0-11.5	1200-1800
	4.5-5.0	100-150	5.5-6.5	200-300	6.0-7.0	250-400	7.0-8.0	400-600	8.5-10.0	700-1200
	3.5-4.5	50-100	4.5-5.5	100-200	5.0-6.0	150-250	5.5-7.0	200-400	7.0-8.5	400-700
	<3.5	<50	<4.5	<100	<5.0	<150	<5.5	<200	<7.0	<400
			>7.5							
			5.5-7.5							
			<5.5							

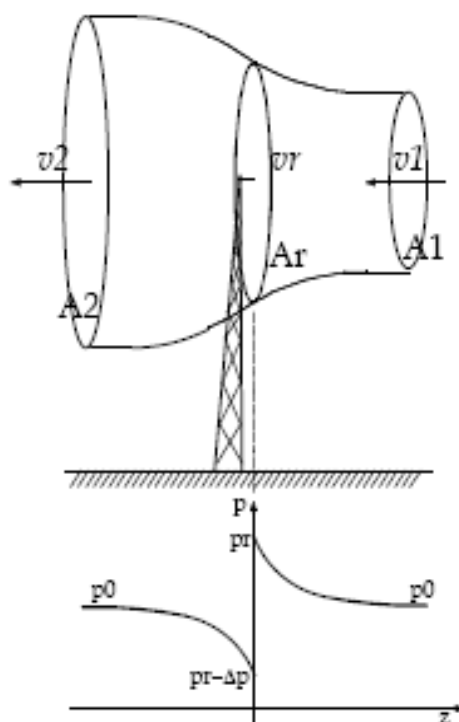
Appendice b)

La teoria di Betz

Per calcolare la potenza fornita dal vento ad un rotore si può fare riferimento alla teoria di Betz. Si consideri il seguente schema.

L'aria contenuta in un tubo di flusso incontra l'ostacolo costituito dal rotore di un aerogeneratore. Via via che l'aria del tubo di flusso si avvicina alle pale del rotore viene progressivamente rallentata; la pressione, invece, aumenta.

Al passaggio attraverso il rotore, l'aria gli cede energia. Nell'ipotesi che il rotore sia di spessore infinitesimo, la pressione cala bruscamente a gradino. E' proprio grazie al "salto" Δp di pressione che sul rotore viene esercitata una forza e trasferita potenza.



Andamento della pressione lungo il tubo di flusso

Via via che l'aria procede dalla sezione del rotore alla sezione imperturbata a valle di questo A_2 , la pressione progressivamente aumenta, fino ad assumere nuovamente il valore della pressione atmosferica in corrispondenza della sezione A_2 .

Le ipotesi alla base della teoria di Betz sono le seguenti:

1. Concetto di tubo di flusso: il tubo di corrente che attraversa il disco attuatore non interagisca con la restante porzione di fluido che lo circonda;
2. In ogni sezione del tubo di flusso la velocità sia uniforme; cioè, la velocità vari solo lungo l'asse del tubo di flusso; in particolare la velocità sia uniforme sulla sezione del "disco attuatore" dell'aerogeneratore (il rotore viene schematizzato con un "disco attuatore" di spessore infinitesimo e struttura uniforme);
3. Nelle sezioni infinitamente a monte e a valle si possa ritenere una situazione fluidodinamica indisturbata dalla presenza della macchina, ovvero sussista la pressione atmosferica p_0 dell'ambiente esterno, proprio come nella condizione di getto libero;
4. Il flusso eolico non incontri ostacoli oltre la turbina, né sopravvento né sottovento;
5. Il vento sia stazionario e di intensità costante con la quota.
6. Non ci siano effetti di rotazione della vena a causa dell' "estrazione" di quantità di moto;
7. Si trascuri la comprimibilità dell'aria, cioè la densità ρ sia costante.

Per i due tratti del tubo di flusso, a monte ed a valle del rotore, vale il teorema di Bernoulli:

$$h + \frac{v^2}{2g} + \frac{p}{\rho g} = \text{cost}$$

Applicando il teorema di Bernoulli al tratto a monte del rotore, cioè dalla sezione imperturbata A_1 fino alla sezione del disco attuatore di spessore infinitesimo, si può scrivere:

$$\frac{v_1^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g} = \frac{v_r^2}{2g} + \frac{p_r}{\rho g}$$

dove v_r è la velocità dell'aria sulla sezione del disco attuatore.

Per il tratto a valle del rotore, dalla sezione del disco attuatore fino alla sezione imperturbata A_2 , invece:

$$\frac{v_r^2}{2g} + \frac{(p_r - \Delta p)}{\rho g} = \frac{v_2^2}{2g} + \frac{p_0}{\rho g}$$

Le ipotesi 1 e 7 assicurano che, quale che sia la velocità v_r in corrispondenza del rotore, essa non può avere discontinuità. Infatti, deve valere l'equazione di continuità, per cui si può scrivere che la massa d'aria che attraversa qualunque sezione, nell'unità di tempo, deve essere sempre la stessa, cioè:

$$\rho A_1 v_1 = \rho A_r v_r = \rho A_2 v_2 = \bar{m}$$

Sommando membro a membro le due equazioni relative al teorema di Bernoulli a monte ed a valle del rotore, si ricava:

$$\Delta p = \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2)$$

Il salto di pressione sulla sezione del rotore si ricava dalla conoscenza della velocità dell'aria sulle due sezioni imperturbate a monte ed a valle. La forza F (orizzontale) esercitata dal flusso d'aria sul disco attuatore è data da:

$$F = A_r \Delta p = A_r \frac{1}{2} \rho (v_1^2 - v_2^2)$$

D'altra parte, per l'equazione di conservazione della quantità di moto, la stessa forza è pari alla variazione della quantità di moto nell'unità di tempo, ovvero:

$$F = \bar{m} (v_1 - v_2) = \rho v_r A_r (v_1 - v_2)$$

Eguagliando le due espressioni della forza, si ottiene:

$$\frac{1}{2} (v_1^2 - v_2^2) = v_r (v_1 - v_2)$$

da cui:

$$v_r = \frac{v_1 + v_2}{2}$$

La velocità dell'aria in corrispondenza del disco attuatore è pari alla media aritmetica delle velocità sulle due sezioni A_1 ed A_2 .

Si definisce **fattore di interferenza** il parametro

$$a = 1 - \frac{v_r}{v_1} = \frac{v_1 - v_r}{v_1}$$

Allora risulta:

$$v_r = v_1(1 - a) ; v_2 = v_1(1 - 2a)$$

E sostituendo nell'espressione della forza F , si ottiene:

$$F = \rho v_r A_r (v_1 - v_2) = \rho A_r v_1^2 2a(1 - a)$$

La potenza trasferita al rotore è:

$$P = F v_r = \rho A_r v_1^2 2a(1 - a) v_r = \rho A_r v_1^3 2a(1 - a)^2$$

Secondo la teoria di Betz, la potenza estraibile da un flusso eolico risulta proporzionale all'area "spazzata" dal rotore ed al cubo della velocità dell'aria. Per una data velocità del vento v_1 , la potenza estraibile con un rotore di un dato diametro R dipende da a . Imponendo l'annullamento della derivata prima di P rispetto ad a si può trovare l'interferenza ottimale (l'interferenza per cui si ha l'estrazione della massima potenza):

$$\frac{dP}{da} = 0 \Rightarrow a = 1; a = \frac{1}{3}$$

La soluzione $a=1$ non ha senso, perchè si avrebbe $v_r=0$, cioè l'aria si arresterebbe sul rotore, il che è un assurdo nelle ipotesi poste. Pertanto l'interferenza ottimale risulta $a_{ott}=1/3$, in corrispondenza alla quale si ha:

$$P = P_{max} = \frac{8}{27} \rho \pi R^2 v_1^3$$

Il rapporto tra la potenza estratta e la potenza posseduta dal tubo di flusso di sezione pari ad A_r in assenza del rotore, si definisce coefficiente di prestazione

$$C_p = \frac{\rho A_r v_1^3 2a(1-a)^2}{\frac{1}{2} \rho v_1^3 A_r}$$

Il valore di C_p calcolato per $a=1/3$ è:

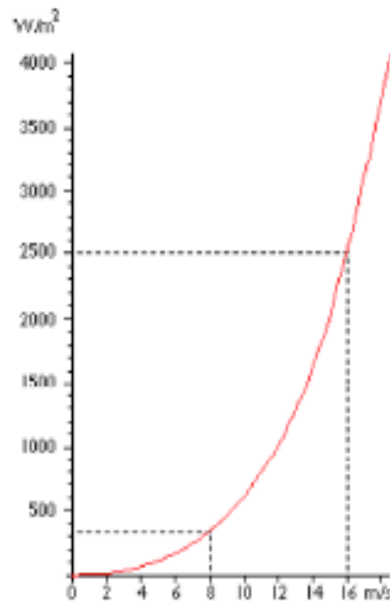
$$C_{p_{max}} = \frac{16}{27} = 0.59$$

La massima efficienza teorica di trasferimento è dunque pari a circa il 60%.

La potenza estraibile da un flusso di vento a velocità imperturbata v si può allora scrivere nella forma:

$$P = \frac{1}{2} \rho C_p v^3 A_r$$

Il fattore di interferenza a , e quindi il coefficiente di prestazione C_p dipendono dalle modalità costruttive del rotore e dalla velocità del vento.



Potenza per m^2 associata ad un tubo di flusso imperturbato, al variare della velocità. Normalmente una brezza leggera ha velocità intorno a 2 m/s; una brezza moderata intorno a 6 m/s; un vento forte intorno a 15 m/s.

La teoria di Betz trascura tutti i fenomeni di attrito e le turbolenze indotte dalla rotazione del rotore. In una situazione reale, il valore del coefficiente di prestazione è più piccolo di quello qui calcolato.

Bibliografia

Publicazioni:

1. A. Caffarelli, G. de Simone, M. Stizza, A. D'Amato, V. Vergelli: "*SISTEMI EOLICI: PROGETTAZIONE E VALUTAZIONE ECONOMICA*", Maggioli Editore;
2. "*VARIABLE-SPEED WIND TURBINE CONTROLLER SYSTEMATIC DESIGN METHODOLOGY: A COMPARISON OF NON LINEAR AND LINEAR MODEL-BASED*" M. Maureen Hand University of Wyoming, 1994;
3. "*PITCH-CONTROLLED VARIABLE SPEED WIND TURBINE GENERATION*" E. Muljadi, C.P. Butterfield (National Renewable Energy Laboratory);
4. IEC 61400 1, "*SISTEMI DI GENERAZIONE A TURBINA EOLICA*", Parte 12 Verifica delle prestazioni di potenza degli aerogeneratori", (2001);
5. A. Larsson, "*THE POWER QUALITY OF WIND TURBINES*", PhD thesis, Chalmers University of Goteborg, Sweden 2000;
6. A. Larsson, "*GUIDELINES FOR GRID CONNECTION OF WIND TURBINES*", Proc. of CIRED'99, Nice, France, June 1-4, 1999;
7. T.Burton, D.Sharpe, N.Jenkins, E.Bossanyi, "*WIND ENERGY HANDBOOK*" 2001, J.Wiley&Sons;
8. S.Heier, "*GRID INTEGRATION OF WIND ENERGY CONVERSION SYSTEMS*", 1998, J.Wiley&Sons;
9. A. E. Fijòo, J. Cidras, "*WIND SPEED SIMULATION IN WIND FARMS FOR STEADY-STATE SECURITY ASSESSMENT OF ELECTRICAL POWER SYSTEMS*", IEEE Trans. on Energy Conversion, Vol. 14, No. 4, December 1999, pp.1582-1588;
10. T. Petru, "*MODELING OF WIND TURBINES FOR POWER SYSTEM STUDIES*", PhD thesis, Chalmers University of Goteborg, Sweden 2001.

Webgrafia

Siti Internet:

1. "www.WINDPOWER.dk" Danish Wind Turbine Manufacturers Association (Vester Voldgade 106 DK-1552 Copenhagen V, Denmark);
2. "www.google.it" → Sistemi eolici → Concetti teorici;
3. "www.google.it" → Valutazione del potenziale energetico di un sito eolico → Anemometria → Misure di velocità e direzione del vento;
4. "www.google.it" → Centraline anemologiche → Sensori anemologici;

5. “www.google.it” → Connessione alla rete di impianti eolici → Problemi di connessione → Power Quality;
6. “www.google.it” → Enelgreenpower → Tecnologie eoliche;
7. “www.google.it” → Via dal vento → Inserimento in rete di generatori intermittenti;
8. “www.anev.org” → Foto di aerogeneratori;
9. “www.google.it” → Enea → Potenziale eolico italiano → Atlante eolico italiano ed europeo (European Wind Atlas).