



**ENTE PER LE NUOVE TECNOLOGIE,
L'ENERGIA E L'AMBIENTE**

DIVISIONE PROM

PROGETTO PEAT

***CONVENZIONE ENEA - REGIONE CAMPANIA
PER L'ATTIVITA' DI SUPPORTO ALLA REDAZIONE DEL***

***PIANO ENERGETICO DELLA
REGIONE CAMPANIA***

RAPPORTO RELATIVO AL:

- ***PUNTO 6 (VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DELL'ENERGIA EOLICA)***

DEL PROGRAMMA DI ATTIVITA'

marzo 2001

***CONVENZIONE TRA REGIONE CAMPANIA ED ENEA PER L'ATTIVITA' DI
SUPPORTO ALLA REDAZIONE DEL PIANO ENERGETICO REGIONALE***

***L'ATTIVITA' È STATA REALIZZATA DAL PROGETTO PEAT (PIANIFICAZIONE
ENERGETICO – AMBIENTALE TERRITORIALE) DELLA DIVISIONE PROM***

RESPONSABILE DELL'ATTIVITÀ: DOTT. EMIDIO D'ANGELO

RESPONSABILE TECNICO – SCIENTIFICO: DOTT. GIOVANNI LAI

Indice

VALUTAZIONE DEL POTENZIALE DELL'ENERGIA EOLICA DELLA REGIONE CAMPANIA

. PREMESSA.....	1
1. DESCRIZIONE DELLA RISORSA.....	1
1.1 Fenomenologia.....	1
1.2 Quantificazione della risorsa.....	2
2. TECNOLOGIE PER L'UTILIZZO DELLA RISORSA.....	3
2.1 Descrizione.....	4
2.2 Prestazioni.....	4
2.3 Impatto ambientale.....	6
2.4 Limitazioni.....	7
2.5 Autorizzazioni.....	7

3. VALUTAZIONE DEL POTENZIALE EOLICO REGIONALE	7
3.1 Generazione della mappa eolica di primo livello.....	8
3.1.1 Orografia.....	9
3.1.2 Vento in quota.....	9
3.1.3 Rugosità superficiale.....	9
3.1.4 Parametri di inizializzazione.....	9
3.1.5 La simulazione e la produzione della mappa eolica di sintesi.....	10
3.1.6 Rappresentazione della mappa eolica di primo livello.....	10
3.2 Selezione dei siti potenziali.....	10
3.3 Verifica della vincolistica territoriale esistente.....	11
3.4 Analisi economica.....	11
3.5 Considerazioni conclusive.....	12
4. ANALISI DELLA SITUAZIONE REGIONALE.....	13
. BIBLIOGRAFIA.....	16

. Premessa

Nell'ambito delle attività per la predisposizione del Piano Energetico della Regione Campania, l'ENEA ha avuto, tra gli altri, il compito di effettuare una valutazione del potenziale regionale dell'energia eolica utilizzabile per la conversione in energia elettrica. Nel presente lavoro, dopo una sintetica descrizione e quantificazione della risorsa "energia eolica" (Cap. 1) e delle relative tecnologie di conversione energetica (Cap. 2), viene illustrata (Cap. 3) l'attività che deve essere effettuata per valutare il potenziale dell'energia eolica presente nella Regione. Per le motivazioni esposte in questo capitolo, non verrà fornito un valore di questo potenziale, ma si rimanda al successivo Cap. 4 per la descrizione della situazione attuale in merito alle iniziative in atto nella Regione per lo sfruttamento della risorsa eolica.

Cap. 1 - Descrizione della risorsa

1.1 Fenomenologia

Quando si parla di energia eolica ci si riferisce all'energia cinetica associata alle masse d'aria che si spostano al suolo da aree ad alta pressione atmosferica verso aree adiacenti di bassa pressione. L'intensità e la direzione del vento dipendono da un gran numero di fattori sia su scala locale che planetaria.

Tra queste ricordiamo i principali:

- l'irraggiamento solare (maggiore nelle zone prossime all'equatore rispetto a quelle prossime ai poli).
- conformazione della superficie terrestre (caratterizzata dall'alternarsi di oceani, terre, deserti, ghiacciai, che costituiscono zone con diverse capacità di assorbimento e scambio di calore solare).
- dal movimento di rotazione della terra (l'alternanza del giorno con la notte causa una interruzione dell'irraggiamento solare).

Altri fattori di carattere più locale sono:

- l'attrito (contrasta la corrente d'aria ed è causa di dissipazione di energia e dipende sostanzialmente della "rugosità" della superficie attraversata).
- l'orografia (intesa come configurazione irregolare della superficie terrestre, dovuta alla presenza di rilievi collinari e montagnosi, è causa di variazioni della traiettoria del vento).

E' importante anticipare che questi fattori determinano condizioni di "strato limite"¹ e di dissipazione molto diverse da luogo a luogo e fanno sì che, in un paese come l'Italia, la quantità di energia disponibile entro i primi cento metri a partire dalla superficie terrestre sia molto inferiore a quella riscontrabile nei paesi europei che si affacciano sull'oceano o si trovano molto più a nord.

L'energia eolica presenta le seguenti peculiarità:

- è molto diffusa;
- non è inquinante;
- è facilmente disponibile sotto forma meccanica e quindi facilmente trasformabile in energia elettrica.

¹ Altezza dal suolo a partire dalla quale la velocità del vento è praticamente costante.

Tuttavia la possibilità di utilizzare l'energia del vento in modo economico è fortemente limitata dai seguenti fattori:

- bassa concentrazione energetica;
- irregolarità e incostanza.

Queste caratteristiche negative fanno sì che gli impianti eolici debbano avere relativamente grandi dimensioni in rapporto alla loro potenza e debbano presentare adeguata resistenza meccanica per sopportare le elevate sollecitazioni indotte da venti eccezionali di notevole intensità.

1.2 Quantificazione della risorsa

Si può quantificare l'energia eolica disponibile partendo dai dati anemologici della località investigata.

Dall'equazione fondamentale della meccanica, la disponibilità teorica annuale di energia da fonte eolica, L_e , è data dalla seguente relazione:

$$L_e = \sum_j 3,6 h_j m_a (v_j^2 - v_u^2) / 2 \quad (\text{MJ}) \quad (1)$$

con:

- h_j ore di vento utile all'anno alla velocità v_j
- m_a portata massica dell'aria (kg/s)
- v_j velocità del vento a monte del generatore (m/s)
- v_u velocità del vento a valle del generatore (m/s).

Imponendo l'annullamento (teorico) della velocità a valle per effetto di un completo trasferimento dell'energia cinetica della massa di aria all'aerogeneratore ed assumendo pari ad $1,2 A_g v_j$ la portata massica entrante nell'area A_g descritta dalle pale del generatore (la densità media dell'aria atmosferica è $1,2 \text{ kg/m}^3$), si ha:

$$L_e = \sum_j 4,3 h_j A_g v_j^3 / 2 \quad (\text{MJ}) \quad (2)$$

La potenza massima estraibile dalla massa d'aria considerata (potenza di Betz, P_b) è, tuttavia, notevolmente più bassa di quella teorica, P , derivante dalla (2). Per un aerogeneratore ideale ad asse orizzontale, che sono quelli affermatosi a livello commerciale, si ha:

$$P_b = 0,593 P \quad (\text{W}) \quad (3)$$

Dall'analisi della relazione precedente, espressa per unità di superficie dell'aerogeneratore, si evince in modo inequivocabile che velocità del vento medie annuali inferiori a 4 - 5 m/s non consentono di estrarre energia utile per applicazioni finali.

Si definisce campo eolico ("wind farm") una zona in cui vengono installati più aerogeneratori, secondo una distribuzione ottimizzata per raccogliere la massima energia possibile col minimo impegno di spazio, tenendo anche conto del costo del suolo e degli allacciamenti tra i generatori e la rete.

Per evitare interferenze aerodinamiche tra più generatori in un campo eolico, occorre disporli a distanza sufficiente tra loro. Tale distanza è quella alla quale il movimento della massa d'aria risulta non influenzato dal generatore di monte (la distanza sarebbe teoricamente infinita per un vento orizzontale); essendo però il vento non puramente orizzontale la pratica consiglia una

distanza di almeno 7 diametri di rotore tra un macchinario e l'altra in tutte le direzioni, in quanto occorre essere liberi da interferenze a monte dell'aerogeneratore in ogni direzione per il possibile cambiamento di direzione del vento. Nel caso in cui si rinunci alla produzione energetica nelle ore in cui il vento ha la direzione meno frequente, la distanza può essere ridotta fino a 4 diametri.

Il numero di aerogeneratori di potenza nota, N , installabili su questi siti è dato da:

$$N = S/(49D^2) \quad (5)$$

in caso di assenza di vento prevalente, ovvero da:

$$N = S/(14D^2) \quad (6)$$

in presenza di vento in direzione prevalente, dove D è il diametro dei rotori degli aerogeneratori supposti tutti uguali.

La potenza elettrica installata totale, P_T , risulta:

$$P_T = P N \quad (\text{kW}) \quad (7)$$

dove P è la potenza nominale, (kW), cioè alla velocità nominale del vento, del singolo generatore.

L'energia elettrica, E , producibile annualmente per metro quadro di rotore è:

$$E = 2,63 v^3 (H/10)^{0,43} \quad (\text{kWh/m}^2 \text{ anno}) \quad (8)$$

dove v è la velocità media annua del vento sul campo eolico, misurata a 10 m dal suolo (m/s) ed H è l'altezza dell'asse del rotore da terra (m).

L'energia elettrica, E_T , producibile annualmente nel campo è, quindi,:

$$E_T = K_1 E N \pi D^2/4 \quad (\text{kWh/a}) \quad (9)$$

con K_1 (pari a circa 0,9) fattore di riduzione per effetto scia di file di generatori nella direzione del vento, mentre l'energia elettrica all'ingresso della sottostazione E_S è:

$$E_S = K_2 E_T \quad (\text{kWh/a}) \quad (10)$$

con K_2 fattore di riduzione per perdite elettriche di allacciamento (assunto uguale a 0.97).

Cap. 2 - Tecnologie per l'utilizzo della risorsa

Le macchine eoliche più moderne per la produzione di energia elettrica sono di due tipi:

- ad asse orizzontale: l'asse del rotore è parallelo alla direzione del vento ed al terreno;
- ad asse verticale: l'asse del rotore è perpendicolare alla direzione del vento ed al terreno.

Le macchine ad asse orizzontale hanno avuto il maggiore sviluppo tecnologico e la massima diffusione commerciale, cosicché attualmente la quasi totalità della potenza elettrica prodotta dalla conversione dell'energia elettrica proviene da aerogeneratori di questo tipo.

2.1 Descrizione

La tipica configurazione di un aerogeneratore ad asse orizzontale è costituita da una torre di sostegno, mantenuta al suolo da un basamento, da un dispositivo detto "gondola" e da un rotore alla sua estremità.

La torre di sostegno può essere cilindrica od a traliccio; la gondola (o navicella) è costituita da una basamento e da un involucro esterno. Nella gondola sono contenuti l'albero di trasmissione lento, il moltiplicatore di giri, l'albero veloce, il generatore elettrico, i sistemi di controllo ed i dispositivi ausiliari.

All'estremità dell'albero lento e all'esterno della gondola è fissato il rotore, costituito da un mozzo sul quale sono montate le pale (di norma da una a tre).

Il rotore può essere posto sia sopravvento che sottovento rispetto alla torre di sostegno.

Di solito le macchine di una certa potenza possono contenere i meccanismi di attuazione del passo delle pale.

La gondola è in grado di ruotare rispetto alla torre di sostegno al fine di mantenere l'asse della macchina sempre in parallelo alla direzione del vento (movimento di imbardata).

Opportuni cavi convogliano al suolo l'energia elettrica prodotta e trasmettono eventuali segnali per il controllo ed il monitoraggio del funzionamento.

2.2 Prestazioni

L'energia istantanea (potenza) che viene ceduta dal vento e quindi disponibile effettivamente all'asse dell'aerogeneratore è espressa dalla relazione:

$$P = 1/2 \delta C_p A_g v^3 \quad (W) \quad (4)$$

ove δ è la densità dell'aria, A_g l'area spazzata dal rotore, v la velocità del vento al mozzo e C_p il "coefficiente di potenza" che tiene conto dei limiti teorici (imposti dalle leggi della fluidodinamica) e dei limiti costruttivi (legati alle reali soluzioni utilizzate dal rotore). Un valore medio ben approssimato per C_p , da usarsi ai fini della programmazione energetica, è quello di 0,6.

Poiché tale potenza cresce con il cubo della velocità del vento, e non è economico dimensionare i sistemi meccanici e quelli elettrici di un aerogeneratore per sfruttare anche gli alti livelli di potenza associati a condizioni di vento intenso ma poco frequente, occorre "regolare" la potenza oltre il valore limite di targa (detto anche nominale) della macchina.

Infatti, per un aerogeneratore ben progettato, l'andamento della potenza in funzione della velocità minima di inserimento (cut in) cresce fino a quella (nominale) che fornisce appunto la massima

potenza consentita, e si mantiene praticamente costante fino alla velocità del vento di fuori servizio (cut off).

Nell'intervallo compreso fra le due velocità nominale e di "cut off", occorre quindi eliminare la potenza in eccesso mediante opportuni sistemi di regolazione.

La regolazione di potenza viene effettuata, principalmente, secondo due modalità opzionali che comportano soluzioni costruttive diverse:

a) la regolazione tramite "stallo", che consente l'impiego di rotor con pale fisse, è la soluzione tecnicamente più semplice. In questo caso quando il vento cresce di intensità (ed il rotore accelera) aumenta anche l'angolo del vento risultante sulle pale, determinando in tal modo un progressivo aumento della resistenza aerodinamica ed una conseguente diminuzione della "portanza" fino a provocare il distacco della vena fluida della superficie delle pale (fenomeno dello stallo) che comporta una rapida diminuzione della componente utile al movimento del rotore.

I vantaggi di questo sistema di regolazione sono la semplicità costruttiva e quindi la sua economicità.

Gli svantaggi sono rappresentati dalla minore efficienza nel catturare l'energia, dai maggiori carichi sulle pale in posizione di arresto e dalla necessità di dover impiegare un motore di lancio per l'avviamento.

b) la regolazione tramite "variazione del passo" consiste nel variare l'angolo di calettamento della pala, variando nel contempo l'angolo del vento risultante sulla pala, nell'intervallo tra velocità nominale e di "cut off", in modo da mantenere la potenza dell'aerogeneratore praticamente costante e prossima al valore nominale di progetto.

Questo tipo di regolazione consente una migliore efficienza nel catturare l'energia, riduce i carichi sulle pale a rotore fermo (pale in bandiera) e non necessita di un motore di lancio per l'avviamento. Lo svantaggio è costituito dai maggiori costi per la realizzazione dei meccanismi di attuazione del passo delle pale.

Oltre a questi due sistemi ampiamente utilizzati nei modelli commerciali è opportuno menzionare anche una soluzione innovativa basata sulla regolazione di potenza mediante movimento di imbardata.

In questo caso tale movimento permette di variare opportunamente il disallineamento dell'asse del rotore rispetto alla direzione del vento così da ridurre la componente della velocità del vento normale al piano del rotore e consentire anche ad un aerogeneratore con pale a passo fisso un andamento della curva di potenza del tutto simile a quella di una macchina con pale a passo variabile.

Le prestazioni di un aerogeneratore sono generalmente sintetizzate mediante la "curva di potenza" che rappresenta l'andamento della potenza resa (in ordinata) in funzione della velocità del vento (in ascissa).

Ormai tutti i maggiori costruttori di aerogeneratori dispongono, per ogni modello commerciale, di curve "sperimentate" che forniscono gli elementi base mediante i quali, con opportuni procedimenti di calcolo e con la conoscenza dei dati anemologici del sito di riferimento, è possibile calcolare la resa energetica annua dell'aerogeneratore di interesse.

I parametri che caratterizzano la curva di potenza e quindi le prestazioni di un aerogeneratore sono numerosi e costituiscono materia per specialisti.

Di seguito vengono elencati i principali parametri di un aerogeneratore che spesso ricorrono nei cataloghi commerciali o che comunque si prestano ad una preliminare valutazione di merito e di confronto tra diversi prodotti.

<i>Tipo di aerogeneratore:</i>	Ad asse orizzontale sopravento o sottovento.
<i>Rotore:</i>	Numero e tipo di pala, a passo fisso o variabile, con velocità fissa o variabile, diametro, peso.
<i>Mozzo:</i>	Rigido o di tipo oscillante.

<i>Regolatore di potenza:</i>	Microprocessore, con adattamento automatico del carico o con attuatore idraulico del passo.
<i>Moltiplicatore di giri:</i>	Tipo, numero di stadi, rapporto di trasmissione complessivo.
<i>Generatore elettrico:</i>	Asincrono/sincrono, numero di fasi, tensione, potenza, frequenza.
<i>Torre di sostegno:</i>	Tubolare/tralicciata, materiale, altezza, peso.
<i>Altezza mozzo:</i>	Necessaria per determinare la velocità del vento utile a produrre energia e di riferimento per la curva di potenza.
<i>Velocità di cut in, cut off, nominale, di massima resistenza:</i>	Parametri caratteristici della curva di potenza e di progetto dell'aerogeneratore.
<i>Potenza:</i>	Nominale di progetto
<i>Peso totale:</i>	Include pale, gondola, torre di sostegno.

2.3 Impatto ambientale

I principali aspetti ambientali che incidono sulla accettabilità degli impianti eolici (aerogeneratori) sono rappresentati *dall'ingombro territoriale, dall'impatto visivo, dall'inquinamento acustico e dall'interferenza elettromagnetica*, che però è molto circoscritta.

- *Ingombro territoriale* - La superficie interessata nel caso di una centrale eolica costituita da impianti multipli ("wind farms") è piuttosto ampia in quanto, come si è detto, occorre distanziare gli aerogeneratori in maniera opportuna per ridurre al minimo le reciproche interferenze. Si può stimare che una centrale eolica interessi un'estensione di terreno di circa 15 - 20 ettari/MW. E' opportuno, però, sottolineare che solo l'1% di tale territorio risulta fisicamente occupato dagli impianti e dalle strade, mentre la rimanente può mantenere la destinazione originaria, essere utilizzata per il pascolo o per altre attività agricole.
- *Impatto visivo* - Si possono identificare alcuni dei principali fattori che vengono indicati come ricorrenti motivi di disturbo visivo:
 - i colori, l'altezza e la tipologia degli impianti;
 - il numero e la disposizione delle pale;
 - l'estensione della centrale eolica;
 - le modalità e la velocità di rotazione delle pale;
 - il contrasto con il paesaggio;
 - la visibilità degli impianti.

Attualmente il problema viene affrontato e analizzato con tecniche di valutazione paesaggistica che fanno ricorso a fotomontaggi, modelli in scala e simulazioni al computer.

- *Inquinamento acustico* - In Italia vige la prescrizione sui livelli di rumore previsti dal DPCM 1/3/1991 che stabilisce, in rapporto a diverse tipologie territoriali e periodi, limiti da un minimo di 40 dB(A) ad un massimo di non oltre 70 dB(A). L'attuazione del decreto è però soggetta ad adempimenti da parte dei comuni che devono delimitare il proprio territorio in riferimento alle aree definite.

Fatto salvo il rispetto dei limiti acustici territoriali stabiliti dal DPCM, esistono criteri riportati nella letteratura scientifica che fanno riferimento al concetto di "differenziale", cioè all'aumento di rumore rispetto a quello di fondo. In base a questi criteri si possono stabilire preliminarmente le distanze minime che devono essere rispettate per singola casa/cascina, aree residenziali o di residenza turistica.

- *Interferenze elettromagnetiche* - Gli aerogeneratori possono essere fonte di interferenza elettromagnetica a causa della riflessione e della diffusione delle onde radio che investono la struttura.

Gli effetti di questo fenomeno possono essere studiati e calcolati facendo ricorso a modelli matematici predittivi che permettono di individuare, in maniera conservativa, la zona oltre la quale il rapporto tra segnale e disturbo è tale da non incidere sulla qualità del radioservizio. La misurazione degli effetti è possibile attraverso prove sperimentali. Sulla base di quanto riportato a questo proposito in letteratura sulla caratterizzazione di macchine di media taglia (200-500 kW di potenza) si ritiene che il rischio di tali disturbi possa considerarsi irrilevante per gli aerogeneratori della attuale generazione che utilizzano pale in materiale non metallico e antiriflettente.

2.4 Limitazioni

Limitano l'uso dell'energia eolica non solo la presenza di venti con velocità media annuale di almeno 5 m/s, ma anche la morfologia dei terreni anemometricamente interessanti. Poiché il movimento dell'aria viene rallentato nel cosiddetto strato limite, ossia nello strato immediatamente contiguo al suolo, che viene rallentato per effetto della viscosità dell'aria, occorre che tale strato limite sia il più basso possibile. Ciò si ottiene su un suolo orizzontale perfettamente libero da ostacoli anche vegetali e, meglio ancora, sui crinali, liberi da entrambi i versanti.

Morfologie diverse da quelle descritte riducono fortemente le potenzialità eoliche dei siti; per l'utilizzazione eolica non si considerano zone costruite con un indice di copertura, per strutture in elevazione, superiore a 0,01 m²/m² di suolo, che corrisponde all'incirca alla condizione dei terreni agricoli.

Per la incompatibilità con coltivazioni arboree o agricole più specializzate dei seminativi e dei pascoli, i terreni devono avere valore marginale; comunque devono presentare un reddito agricolo inferiore a 10 milioni di lire ad ettaro, affinché sia conveniente il loro sfruttamento energetico anziché agricolo.

2.5 Autorizzazioni

La scelta di un sito adeguato dal punto di vista anemologico è solo un primo passo verso la realizzazione di un impianto eolico.

Ottenere infatti le dovute autorizzazioni non è cosa delle più semplici. Non esistono in Italia procedure specifiche per la pianificazione e la localizzazione degli impianti eolici ma soltanto una normativa generale.

Per l'insediamento di parchi eolici si può fare riferimento alla legge 10/91 per la quale l'uso delle fonti di energia rinnovabile è da considerarsi di "pubblico interesse e di pubblica utilità" e alla legge 9/91 che esclude per tali impianti le autorizzazioni ministeriali previste dalla precedente normativa. Non esistono vincoli specifici alla limitazione circa la localizzazione di centrali eoliche, ma esse debbono sottostare alla legislazione generale di tutela del paesaggio, dell'ambiente, della salute e di disciplina del suolo. Tutto ciò impone il rilascio di numerosi nulla-osta da parte di enti, amministrazioni centrali e periferiche dello stato e degli enti locali.

Come esemplificazione del livello di complessità del processo autorizzativo sopra ricordato si riporta il seguente elenco-guida di pareri e nullaosta da acquisire ed i relativi enti interessati o coinvolti:

- concessione dei suoli d'uso (Comune, UTE, Regione);
- concessione edilizia (Comune);
- nullaosta paesaggistico (Regione, Soprintendenza Beni Culturali e Ambientali);

- nullaosta idrogeologico (Corpo Forestale dello Stato);
- nullaosta sismico (Ufficio Sismico Regionale);
- nullaosta militare per la sicurezza al volo (Comando Regionale Militare).

Cap. 3 - Valutazione del potenziale eolico regionale

La valutazione dell'energia eolica potenzialmente sfruttabile in una Regione è operazione difficile e complessa. La produzione di energia elettrica da impianti eolici è, infatti, fortemente influenzata dalle caratteristiche anemologiche (e quindi orografiche) locali. Inoltre, per stime tecnico-economiche di una certa affidabilità, è necessario disporre di dati anemologici rilevati per lunghi periodi (di norma non inferiori ad un anno) e con sistemi tali da consentire registrazioni sistematiche e quindi adeguate ed affidabili valutazioni statistiche del sito di interesse.

I principali dati di interesse sono:

- la distribuzione di frequenza della velocità del vento;
- la distribuzione di frequenza della direzione del vento (rosa dei venti).

Queste distribuzioni permettono di studiare i principali aspetti operativi degli aerogeneratori di assegnate caratteristiche, valutandone il tempo ed il modo di funzionamento.

Per la valutazione del potenziale eolico regionale, devono essere, quindi, compiuti i seguenti passi:

PRIMA FASE

- Generazione della mappa eolica di «primo livello» della Regione;
- Realizzazione di un sistema informativo territoriale per la selezione dei siti eolici potenziali;
- Produzione delle mappe eoliche della Regione e dei vari siti selezionati.

SECONDA FASE

- Verifica della vincolistica territoriale esistente;
- Valutazioni economiche su ipotesi di impianti connessi alla rete.

La valutazione del potenziale eolico di una Regione è, dunque, un'attività complessa che richiede, perciò, elaborazioni di tipo specialistico che esulano dalle finalità di questo lavoro. Nel seguito verrà, tuttavia, fornita una sintetica descrizione delle fasi necessarie a tale fine.

PRIMA FASE

3.1 Generazione della mappa eolica di primo livello

Allo scopo di realizzare una mappa eolica di primo livello della Regione, sull'intera area regionale deve essere operata la simulazione del campo di vento utilizzando uno specifico modello di calcolo, come ad esempio il NOABL*.

NOABL* è una versione modificata (D.P. Lalas) del modello NOABL sviluppato nel 1970 dal Dipartimento dell'Energia degli Stati Uniti (Tracy e Phillips). NOABL è un modello di simulazione «mass-consistent» che cerca di generare, attraverso un processo iterativo, un campo di

vento tridimensionale a divergenza nulla che soddisfa cioè l'equazione di conservazione della massa.

I dati di input utilizzati dal modello per l'elaborazione della mappa sono i seguenti:

- orografia (valori di quota del territorio in esame);
- vento in quota (valori medi di velocità e direzione di provenienza);
- rugosità superficiale;
- parametri di inizializzazione.

3.1.1 Orografia

La morfologia del terreno deve essere descritta discretizzando l'orografia dell'area di studio mediante una griglia a passo costante sia in orizzontale che in verticale. Tale passo deve essere scelto in modo da ottenere una distanza tra i valori contigui di quota inseriti nella matrice di circa 1000 metri.

3.1.2 Vento in quota

I dati di vento utilizzati nella fase di inizializzazione della simulazione devono essere generati processando, ad esempio con il modello Wasp, i dati acquisiti dagli anemometri installati sul territorio di interesse, o utilizzando serie storiche di sintesi come quelle prodotte dal Centro Europeo di Previsioni Meteorologiche di Reading sulla base di rilevamenti in quota ed a terra (in alcune stazioni di monitoraggio).

I dati di questo Centro riportano la velocità del vento, stimata alle ore 00 e 12 G.M.T. (Greenwich Mean Time) di ogni giorno, a partire dal 1.1.1985 fino al 30.4.1991 e sono relativi ai nodi di una griglia le cui maglie sono larghe circa 150 km. Tali dati si riferiscono alla quota barometrica di 700 hPa.

3.1.3 Rugosità superficiale

La rugosità rappresenta l'altezza dalla superficie terrestre alla quale la velocità del vento si annulla. Tale altezza dipende dal tipo di copertura del terreno e costituisce uno dei dati di input ai modelli di simulazione del campo di vento. Dal suo valore dipende l'andamento del profilo verticale del campo di velocità del vento.

Ottimi risultati nella valutazione della rugosità superficiale possono essere ottenuti utilizzando i dati da satellite. I sensori installati su diversi satelliti orbitanti attorno alla terra consentono, infatti, di acquisire informazioni sulla radiazione emessa o riflessa dalla superficie terrestre. Poiché gli elementi presenti al suolo sono caratterizzati da firme spettrali diverse, è possibile interpretare le immagini da satellite ed evidenziare classi radiometricamente omogenee alle quali associare i relativi valori di rugosità.

Il risultato finale dell'elaborazione è una matrice (di dimensioni pari a quelle della matrice mediante la quale viene rappresentato il territorio dell'area in esame - DEM) contenente, in ogni elemento, il valore di rugosità corrispondente all'unità di territorio rappresentata.

3.1.4 Parametri di inizializzazione

I parametri più significativi da fornire in ingresso al modello utilizzato, sono i seguenti:

- caratteristiche di stabilità atmosferica;
- numero massimo di iterazioni;

- profilo del vento;
- precisione desiderata nella risoluzione delle equazioni che annullano la divergenza della velocità;
- altezza del primo strato di atmosfera (cioè quello a contatto con il terreno);
- numero di strati in cui si suddivide l'atmosfera.

3.1.5 La simulazione e la produzione della mappa eolica di sintesi

Per ciascuna delle otto direzioni fondamentali della rosa dei venti, deve essere simulato il campo di vento alla quota di 25 m sul livello del suolo. Gli otto campi di vento ottenuti con la simulazione devono, quindi, essere sommati, pesando i valori puntuali di intensità del vento con la frequenza percentuale di presenza dello stesso.

Questa ipotesi si può, in genere, ritenere valida quando le isobare in quota sono mediamente parallele tra loro ed approssimabili a dei segmenti di retta; condizione questa che è tanto più vera quanto più piccola è l'area geografica considerata.

Il risultato di questa somma pesata è una matrice i cui elementi rappresentano la velocità media del vento in ciascun punto della griglia con la quale è stata discretizzata l'orografia dell'area in esame.

3.1.6 Rappresentazione della mappa eolica di primo livello

La matrice calcolata in precedenza, contenente i valori relativi alla mappa eolica di primo livello, deve essere importata all'interno di un sistema GIS generando un tema «raster» denominato «grid».

Da tale «grid» è possibile, infine, produrre, mediante interpolazione, la mappa eolica vettoriale rappresentante tutte le «isotachie» superiori alla soglia di interesse (fissata a 5 m/s).

3.2 Selezione dei siti potenziali

Sulla base della mappa eolica di primo livello generata in precedenza, utilizzando tecniche di selezione GIS in ambito ARC-INFO, si possono ottenere i siti eolici potenziali.

Il criterio di selezione che può essere utilizzato per l'individuazione dei siti è quello della loro rispondenza contemporaneamente ai seguenti vincoli:

- velocità del vento a 25 m sul livello del suolo maggiore od uguale a 6 m/s (media annua calcolata sui valori medi per direzione di provenienza pesata sulle frequenze riscontrate su ogni direzione);
- quota media del sito inferiore ai 1500 m sul livello del mare;
- pendenza media del terreno non superiore al 10%;
- assenza di agglomerati urbani, zone boscate, laghi, corsi d'acqua o zone umide.
- dimensione minima dell'area selezionata superiore ad un chilometro quadrato.

Dalla selezione sopra descritta si ottengono le mappe dei siti potenziali. Tali mappe vengono generate in ambiente ArcView dopo aver trasformato le mappe raster in formato vettoriale.

Le aree selezionate devono essere poi analizzate per gli aspetti di vincolistica territoriale, accessibilità e possibilità di connessione alla rete elettrica di media tensione.

SECONDA FASE

3.3 Verifica della vincolistica territoriale esistente

La seconda fase dello studio sul potenziale eolico sfruttabile nella Regione inizia con la verifica della vincolistica territoriale esistente.

A tale fine, devono essere acquisiti i dati, possibilmente digitalizzati, relativi alla mappatura dei seguenti vincoli territoriali:

- vincolo Paesistico (legge n. 1497 – protezione delle bellezze naturali);
- vincolo idrogeologico;
- vincolo forestale (aree boscate);
- vincoli storici ed archeologici;
- vincolo sismico.

Se le aree ricadono in zone sottoposte a vincolo idrogeologico non esiste, tuttavia, in generale un divieto assoluto alla realizzazione di impianti eolici. Va comunque tenuto conto dell'esistenza del vincolo per ottemperare alla legge in fase di richiesta di autorizzazione.

Qualora i siti individuati non ricadano in aree soggette a vincoli inderogabili possono essere considerati utilizzabili e devono, perciò, essere inclusi nella fase successiva di analisi economica.

3.4 Analisi economica

La seconda fase della metodologia per la valutazione della fattibilità di impianti eolici connessi alla rete elettrica utilizza essenzialmente la chiave economica.

In questa fase ciascuna zona di territorio selezionata nella prima parte dell'indagine, viene discretizzata in aree quadrate di dimensione pari ad 1km x 1km e sottoposta, utilizzando tecniche GIS, ad un'analisi tecnico-economica.

Ogni area quadrata viene rappresentata, in ambiente GIS, mediante un singolo «pixel» (elemento unitario della rappresentazione computerizzata di un'immagine «raster»). All'interno del pixel viene ipotizzata la realizzazione di un impianto eolico (di dimensioni fissate) connesso alla rete elettrica.

Attraverso analisi specialistiche è possibile individuare il punto di connessione alla rete elettrica e valutare i costi di connessione (in base alla distanza ed ai materiali necessari all'estensione della rete), ed individuare, inoltre, l'eventuale necessità di integrazione dei collegamenti stradali al sito ed i relativi costi (in base alla distanza dalla sede stradale più vicina). L'utilizzo, infine, dei costi stimati di tutti gli elementi necessari alla realizzazione dell'impianto consente di effettuare il calcolo previsionale del costo globale annuo.

Il costo unitario dell'energia prodotta nel sito rappresentato dal singolo pixel viene calcolato rapportando il costo annuo totale stimato all'energia producibile nell'arco dell'anno. Tale costo unitario, espresso in lire/ kWh, è indicato mediante la sigla LEC (Levelised Electricity Cost).

A tale scopo è necessario fissare alcuni parametri relativi alla dimensione della centrale. In particolare definire la potenza nominale della centrale ipotizzata e le caratteristiche principali delle macchine eoliche previste (rated wind speed, cut-in, cut-off, hub height, rotor diameter). Tramite

tali parametri è possibile calcolare l'energia producibile in un anno in funzione della velocità del vento media annua stimata sul sito. Utilizzando i risultati dei precedenti calcoli per ogni pixel appartenente alla selezione operata nella prima fase di studio, è possibile ottenere la mappatura sul territorio del costo unitario dell'energia prodotta da fonte eolica (per l'impianto ipotizzato). Potranno, pertanto, essere generate mappe diverse per diverse ipotesi di impianto (differenti taglie, configurazioni o componenti) tramite le quali confrontare i risultati ed ottimizzare la scelta.

3.5 Considerazioni conclusive

La procedura sopra descritta consente di ottenere la mappa eolica della Regione e di valutare, quindi, il potenziale (*teorico*) presente, come somma dei potenziali esistenti in ciascuna macroarea in cui la velocità media annua del vento è uguale o superiore alla velocità minima di interesse per queste applicazioni di 5 m/s. Come detto, la predisposizione della mappa eolica richiede l'effettuazione di elaborazioni specialistiche e l'utilizzo di modelli di calcolo "ad hoc". Da questo potenziale teorico è possibile, poi, ricavare il potenziale *effettivo* (*tecnico*) quello, cioè, che deriva dall'individuazione puntuale dei siti definitivi e dalle caratteristiche tecniche degli aerogeneratori che si intendono installare. A tale fine occorre, perciò, individuare i siti finali su cui realizzare gli impianti attraverso una successiva analisi di dettaglio da effettuarsi prevalentemente in loco al fine di accertare strumentalmente le caratteristiche anemologiche presenti e per valutarne in dettaglio, in particolare, la geo-morfologia, l'accessibilità, la distanza e le caratteristiche delle rete elettrica a cui collegarsi. Anche questa valutazione richiede l'effettuazione di elaborazioni specialistiche e l'utilizzo di modelli di calcolo "ad hoc", per cui devono essere effettuate indagini specifiche che esulano dalle finalità del presente lavoro.

Non risultano, inoltre, pubblicati, e quindi noti allo stato attuale, anche se probabilmente effettuati da qualche società privata per finalità proprie di valutazione, studi esaustivi a livello regionale che riportino in dettaglio il potenziale eolico presente in Campania. Al contrario, risulta che siano stati individuati e monitorati nel corso degli ultimi anni, a vari livelli di dettaglio, in particolare nelle province di Avellino e Benevento, numerosi siti potenzialmente idonei (v. Cap. 4).

Anche l'ENEA, agli inizi degli anni novanta, nell'ambito dell'attività nel settore eolico e solare ha effettuato, in particolare, una ricerca volta alla valutazione del potenziale eolico della Regione Campania². La ricerca, che ha avuto come obiettivo specifico l'individuazione e la caratterizzazione di alcuni siti idonei allo sfruttamento dell'energia eolica, ed ha comportato, tra l'altro, l'acquisizione dei dati anemometrici delle serie storiche esistenti nella Regione, l'analisi e le caratteristiche orografiche della Campania e la scelta dei siti idonei per il rilievo diretto dei dati anemometrici, ha consentito la redazione di una carta dei venti regionale a grande scala qualitativamente e quantitativamente attendibile, e la valutazione delle reali possibilità di sfruttamento dell'energia eolica in alcuni siti di tutte le province campane, ad eccezione di quella di Napoli. Per questi siti sono state calcolate la velocità media, la potenza e l'energia media annua estraibile in vari punti confrontando le curve caratteristiche di vari aerogeneratori, utilizzando sia i dati di vento rilevati che i dati in quota ottenuti dai radiosondaggi eseguiti dal servizio meteorologico dell'Aeronautica militare da Brindisi. Anche questo studio, tuttavia, non consente di valutare il potenziale eolico complessivamente presente nella Regione.

In definitiva, la specificità della risorsa eolica non consente di valutare, neanche in prima approssimazione, attraverso la correlazione tra poche variabili note o misurabili od attraverso ipotesi attendibili, il potenziale teorico (ed, a maggior ragione, quello effettivo) di un'area territoriale estesa come quella regionale. Per valutazioni ancorché di prima approssimazione è indispensabile, come ripetutamente indicato, attivare le azioni per elaborare la mappa eolica. Viceversa, poiché sono ormai largamente conosciute attraverso gli studi effettuati in passato da

² "Ricerca per l'individuazione e la caratterizzazione di quattro siti eolici solari in Campania" - ENEA, novembre 1991

diversi soggetti pubblici e privati le macroaree territoriali della Regione in cui vi è una elevata probabilità della presenza di vento con caratteristiche idonee per lo sfruttamento energetico, gli sforzi degli operatori, in particolare quelli privati, sono orientati ad individuare i siti puntuali ove installare impianti di conversione. Per tale motivo, nel capitolo seguente, si reputa opportuno descrivere lo stato attuale delle iniziative presenti in Regione per lo sfruttamento della risorsa eolica.

Cap. 4 – Analisi della situazione regionale

Con procedure analoghe a quelle descritte nel capitolo precedente, sono stati individuati e monitorati nel tempo molti siti regionali, sia da Enti o Società pubbliche che da operatori privati. Un elenco (non esaustivo) di questi siti, monitorati da ENEA ed ALENIA per conto di ENEL è riportato nella Tabella n. 1. Come si evince dall'analisi della tabella precedente solo alcuni siti, ubicati in prevalenza nelle province di Avellino e Benevento, presentano caratteristiche idonee ad applicazioni eoliche. Tra queste località, per quanto noto, solo Bisaccia (AV) e Montefalcone (BN) sono state oggetto di installazioni per lo sfruttamento della risorsa eolica.

Numerosi sono stati, analogamente, i siti monitorati da Società private, le cui caratteristiche non sono in genere note per ovvie ragioni di sfruttamento. L'importanza di un sito risulta palese, viceversa, solo a posteriori quando su di esso vengono realizzati gli impianti di conversione energetica.

Nella Tabella n. 2 vengono riportati gli impianti eolici realizzati nella Regione e quelli di prossima realizzazione. Risulta evidente come la totalità di questi impianti sia ubicata nelle province di Avellino e Benevento, con l'unica eccezione dell'impianto realizzato a Persano (SA). La potenza complessiva installata al 31.12.2000 risulta di circa **217 MW_e**, dei quali circa **86 MW_e** realizzati nel solo anno 2000, mentre è prevista prossimamente la realizzazione altri tre impianti per complessivi **25 MW_e** circa.

Di questi impianti non sono disponibili, viceversa, i dati relativi alla producibilità elettrica. Nell'ipotesi che il periodo medio di funzionamento annuo di ciascuno di questi impianti sia di 2.000 ore, i 217 MW attualmente installati consentono di produrre circa **434 GWh/a**, con un risparmio di energia primaria valutabile, quindi, in **95.480 tep/a**, corrispondente al 22% circa dell'energia in ingresso alle centrali termoelettriche della Regione nel 1997, ed una emissione evitata di CO₂ stimata in **234.360 ton/a**.

Tab. 1 – Regione Campania: Siti eolici monitorati da Enti pubblici

Comune/Località	Prov.	Ente	v (m/s)	mesi	altezza	accessib.	orografia	rete ENEL
La Toppa	AV	Alenia	6,4	54	989	Buona	Collina	Si
M.te Forcuso	AV	Alenia	6	44	899	Buona	Collina	a 350 m
Bisaccia	AV	Alenia	5,7	5	983	Buona	Collina	Si
Toppa Gallo	AV	Alenia	5,6	14	892	Buona	Collina	a 1,5 km
Savignano	AV	ENEA	4,5	8	735	Buona	Collina	a 2 km
Casalbore	AV	Alenia	3,8	6	800	Buona	Altopiano	a 300 m
Montemiletto	AV	ENEA	2,5	8	601	Buona	Collina	a 1 km
M.te Falcone	BN	ENEA	5,4	8	849	Buona	Collina	a 5 km
Benevento	BN	ENEA	4,1	8	499	Discreta	Collina	a 4 km
Presenzano	CE	ENEA	2,8	8	272	Buona	Pianura	a 3 km
Piana di Monte Verna	CE	ENEA	2,6	8	84	Ottima	Pianura	a 3 km
Sorrento	NA	Alenia	3,8	6	500	Discreta	Collina	Si
Nola	NA	Alenia	3,3	4	30	Buona	Pianura	Si
Procida	NA	Alenia	3	5	60	Discreta	Collina	a 100 m
P. di Sorrento	NA	ENEA	2	12	312	Buona	Collina	Si
Forio d'Ischia	NA	ENEA	2	10	149	Buona	Pianura	Si
Licola	NA	ENEA	2	8	20	Buona	Pianura	Si
Capaccio T.S. Paola	SA	Alenia	5,3	4	139	Buona	Collina	Si
Santomenna	SA	Alenia	5,1	17	950	Discreta	Altopiano	a 1,5 km
Capaccio Castrov.	SA	Alenia	4,8	4	80	Buona	Pianura	Si
Postiglione	SA	Alenia	4,5	50	350	Buona	Pianura	a 500 m
Ricigliano	SA	ENEA	3,7	8	650	Discreta	Collina	a 2 km
Villa Littorio	SA	Alenia	2,3	32	500	Discreta	Crinale	Si
Salaconsilina	SA	ENEA	2,1	8	450	Ottima	Pianura	a 3 km

Fonte: ENEA

Tab. 2 – Regione Campania: Impianti eolici installati al 31.12.2000

Comune/Località	Prov.	Operatore	Connessione rete	N.	Tipo	P. u kW	D m	H m	P. t MW
<= 1998									
Bisaccia	AV	R. Campania	gennaio '92	4	Lambda	320	33	26	1,28
Bisaccia	AV	R. Campania	aprile '93	2	MEDIT I	320	33	26	0,64
Bisaccia	AV	R. Campania	gennaio '92	3	AIT-03	30	10	12	0,09
Bisaccia	AV	R. Campania	aprile '93	13	AIT-03	30	10	12	0,39
Bisaccia	AV	ALENIA REI		2	Lambda	320	33	26	0,64
Bisaccia	AV	C. Montana	aprile '93	2	MEDIT I	320	33	26	0,64
Montefalcone	BN	IVPC	1996 – 1998	43	Vestas V42	600	42	40	25,80
Castelfranco in Miscano	BN	Sanseverino	agosto '97	2	Vestas V42	600	42	40	1,20
Foiano Valfortore	BN	RWP	1998	8	M30-S2	350	33	33	2,80
Foiano Valfortore	BN	IVPC	1998	9	Vestas V44	600	44	50	5,40
S. Giorgio la Molara	BN	RWP	1998	20	Enercon E40	500	40	44	10,00
S. Giorgio la Molara	BN	IVPC	1998	33	Vestas V44	600	44	50	19,80
Baselice	BN	IVPC	1998	12	Vestas V44	600	44	50	7,20
S. Marco Dei Cavoti	BN	IVPC	1998	10	Vestas V42-44	600	42-44	40-50	6,00
Molinara	BN	IVPC	1998	3	Vestas V42	600	42	40	1,80
Persano	SA	Acquara	1996	2	ET 550	550			1,10
Potenza cumulata installata al 31.12.1998: 84,78 MW									
1999									
Rocca S. Felice	AV	IVPC 4	aprile '99	4	Vestas V44	600	44	50	2,40
S. Marco Dei Cavoti	BN	IVPC	febbraio '99	9	Vestas V44	600	44	50	5,40
Molinara	BN	IVPC	febbraio '99	21	Vestas V44	600	44	50	12,60
Castelfranco in Miscano	BN	Sanseverino	dicembre '99	48	Bonus MK4	600	44	40	28,80
Potenza totale installata nel 1999: 49,2 MW									
Potenza cumulata installata al 31.12.1999: 133,98 MW									
2000									
Andretta	AV	IVPC 4	giugno 2000	5	Vestas V44	600	44	50	3,00
Bisaccia	AV	IVPC 4	giugno 2000	12	Vestas V42	600	47	50	7,20
Bisaccia	AV	IVPC 4	settembre 2000	30	Vestas V47	660	47	50	19,80
Monteverde	AV	IVPC 4	settembre 2000	9	Vestas V47	660	47	50	5,94
Lacedonia	AV	IVPC 4	ottobre 2000	51	Vestas V47	660	47	50	33,66
Foiano Valfortore (*)	BN	RWP	1998	8	M30-S2	350	33	33	- 2,80
Foiano Valfortore	BN	Edison E. S.	ottobre 2000	11	Enercon E40	600	40	46	6,60
Foiano Valfortore	BN	Edison E. S.	ottobre 2000	16	Enercon E40	600	40	46	9,60
(*) disinstallato									
Potenza totale installata nel 2000: 85,8 MW									
Potenza cumulata installata al 31.12.2000: 216,98 MW									
2001									
Greci (*)	AV	IVPC 4	luglio 2001	26		660			17,16
Montaguto (*)	AV	IVPC 4	luglio 2001	9		660			5,94
Montaguto (*)	AV	IVPC 4	luglio 2001	1		600			0,60
(*) in previsione									

Fonte: ENEA

. BIBLIOGRAFIA

- 1) “Guida per la pianificazione energetica comunale” – ENEA, 1997
- 2) “Energia eolica – Aspetti tecnici, ambientali e socio-economici” – ENEA, aprile 2000
- 3) “Ricerca per l’individuazione e la caratterizzazione di quattro siti eolici solari in Campania” – ENEA, novembre 1991
- 4) IVPC 4 – Vento, ritorna il futuro