



REGIONE PUGLIA



PROVINCIA di FOGGIA



COMUNE di FOGGIA

<p>Proponente</p>	<p>WIND ENERGY LA ROCCA S.R.L.</p> <p>Sede Operativa Via Caravaggio, 125 - 65125 Pescara (PE) P.IVA 02276610686</p>				
<p>Progettazione e Coordinamento</p>	 <p>VEGA sas LANDSCAPE ECOLOGY & URBAN PLANNING Via delli Carri, 48 - 71121 Foggia - Tel. 0881.756251 - Fax 1784412324 mail: info@studiovega.org - website: www.studiovega.org</p>				
<p>Paesaggio e beni culturali</p>	<p>Arch. Antonio Demaio Tel. 0881.756251 Fax 1784412324 E-Mail: info@studiovega.org</p>		<p>Progettazione elettrica</p>	<p>Ditt. Ing. Francesco Gramazio Tel. 338.9722166 E-Mail: francesco.gramazio@carlomaresca.it</p>	
<p>Studio Geologico</p>	<p>Studio di Geologia Tecnica & Ambientale Dott.sa Geol. Giovanna Amedei Via Pietro Nenni, 4 - 71012 Rodi Garganico (Fg) Tel./Fax 0884.965793 Cell. 347.6262259 E-Mail: giovannaamedei@tiscali.it</p>		<p>Studio Acustico</p>	<p>Arch. Marianna Denora Via Savona, 3 - 70022 Altamura (BA) Tel. Fax 080 3147468 E-Mail: info@studioprogettazioneacustica.it</p>	
<p>Studio Idraulico e elettrico</p>	<p>Ing. Antonella Laura Giordano & Ing. Michea Napoli Viale degli Aviatori, 73/F14 - 71122 - Foggia e-mail: micheanapoli@gmail.com</p>		<p>Studio Naturalistico</p>	<p>Dott. Forestale Luigi Lupo Corso Roma, 110 71121 Foggia E-Mail: luigilupo@libero.it</p>	
<p>Studio Archeologico</p>			<p>Elaborazione e rilievi di campo</p>	<p>Geom. Nicola Laonigro E-Mail: nicola.laonigro@gmail.com</p>	
<p>Opera</p>	<p>Progetto di un impianto eolico composto da n. 10 Aerogeneratori nel Comune di Foggia (FG) alla località "La Stella - Duanera"</p>				
<p>Oggetto</p>	<p>Folder: AMBIENTALE - Parte E</p> <p>Nome Elaborato: U5U1VR6_SIA_DOC_E01b</p> <p>Descrizione Elaborato: Quadro di riferimento progettuale</p>				
<p>00</p>	<p>Gennaio 2020</p>	<p>Progetto definitivo</p>	<p>Vega</p>	<p>Arch. A. Demaio</p>	<p>Wind Energy La Rocca</p>
<p>Rev.</p>	<p>Data</p>	<p>Oggetto della revisione</p>	<p>Elaborazione</p>	<p>Verifica</p>	<p>Approvazione</p>
<p>Scala: Fs</p>	<p>Codice Pratica U5U1VR6</p>				
<p>Formato:</p>					

Indice

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	5
1. DESCRIZIONE DELLE SOLUZIONI PROGETTUALI CONSIDERATE.....	5
1.1 Alternativa zero.....	5
1.2 Alternative tecnologiche e localizzative	6
1.2.1 Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	6
1.2.2 Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico.....	8
2. LOCALIZZAZIONE DELL’IMPIANTO.....	11
2.1 Condizioni per la scelta del sito	11
2.2 Tipologie di impianti eolici	13
2.3 Classificazione e tipologie delle macchine eoliche	13
2.4 Criteri di individuazione dei bacini eolici	16
2.5 Raccomandazioni per la progettazione e la valutazione paesaggistica.....	17
3. IL PROGETTO	19
3.1 Criteri progettuali attuati per la localizzazione dell’impianto	20
3.2 Motivazione della soluzione progettuale prescelta.....	21
3.3 Caratteristiche dimensionali e tecniche delle opere	21
3.4 Aree di cantiere per l’installazione degli aerogeneratori	26
3.5 Mezzi d’opera ed accesso all’area di intervento	27
3.6 Esercizio e funzionamento dell’impianto	28
3.7 Dismissione dell’impianto.....	29
3.8 Misure di mitigazione e compensazione	29
3.9 Analisi dei costi e benefici.....	31
3.9.1 Risorsa economica.....	32
3.9.2 Mancate emissioni in ambiente	33

Elenco delle Figure

Fig. 1 –Sezione di scavo per la posa del cavidotto su strada esistente	24
Fig. 2 – Layout in SSE Produttore esistente con individuato il nuovo locale tecnico da realizzare. In grigio le parti esistenti	25
Fig. 3 - Produzione lorda di energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito	35

Elenco delle Tabelle

Tab. 1 – Coordinate degli aerogeneratori.....	3
Tab. 2 – Parametri di base.....	23

Premessa

Il presente Studio di Impatto Ambientale fa riferimento alla proposta della ditta WIND ENERGY LA ROCCA srl (nel seguito anche SOCIETA') di un impianto eolico nel Comune di Foggia ubicato a nord del centro abitato verso il alla località “La Stella - Duanera”, costituito da n. 10 aerogeneratori da 4,3 MW per una potenza complessiva di 43 MW e aventi un'altezza al mozzo pari a 107,5 metri ed un diametro del rotore pari a 145 metri, comprese le relative opere di connessione alla rete ed infrastrutture indispensabili alla costruzione ed al funzionamento dell'impianto. In particolare la posizione degli aerogeneratori è la seguente:

WTG	EST	NORD
1	539007,639	4597893,495
2	539310,322	4597429,501
3	541036,376	4596848,913
4	540864,690	4597433,644
5	540992,371	4598044,344
6	542859,389	4601646,158
7	544074,680	4601711,274
8	544449,342	4600342,277
9	545064,443	4601624,954
10	546189,989	4601781,337

Tab. 1 – Coordinate degli aerogeneratori

La proposta progettuale rientra tra quelli elencati nell'Allegato II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/2006 e s.m.i., al comma 2 - “Impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW” e pertanto verrà presentata istanza di **Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi dell’art.23 del D.Lgs.152/2006 al competente Ministero dell’Ambiente.**

Inoltre il parco eolico in progetto non ricade direttamente in un’area Rete Natura 2000, si trova a più di 10 km dal margine esterno della SIC-ZPS IT9110008 Valloni e steppe pedegarganiche, e dall’area IBA IT123 Promontorio del Gargano e Zone Umide della Capitanata.

In relazione a quanto sopra indicato, ai sensi dell’art.10, comma 3 del D.Lgs.152/2006 la procedura in oggetto comprende la procedura di valutazione d'incidenza di cui all'articolo 5 del D.P.R.357/1997.

Lo studio è finalizzato ad appurare quali sono le caratteristiche costruttive, di installazione e di funzionamento degli aerogeneratori eolici, gli impatti che questi e la relativa gestione ed esercizio possono provocare sull'ambiente, le misure di salvaguardia da adottare in relazione alla vigente normativa in materia.

Lo Studio di Impatto Ambientale (S.I.A.) di tale opera, conformemente alla Legge Regionale 12 aprile 2001 n° 11 e succ. mod. ed int., della Deliberazione della Giunta Regionale 2 marzo 2004 n° 131 ed al D.P.C.M. del 27.12.1988 e di quanto indicato nell'allegato VII della parte 2 del D.Lgs. 152/2006 è stato condotto in considerazione di tre principali quadri di riferimento:

- **Programmatico;**
- **Progettuale;**
- **Ambientale.**

Nel sezione specifica del SIA il **Quadro di Riferimento Progettuale** descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento del territorio, inteso come sito e come area vasta interessata. In particolare precisa le caratteristiche dell'opera progettata con particolare riferimento a:

- la natura dei beni e dei servizi offerti;
- il grado di copertura della domanda e dei suoi livelli di soddisfacimento in funzione dell'ipotesi progettuale esaminata;
- la prevedibile evoluzione qualitativa e quantitativa del rapporto domanda-offerta riferita alla presumibile vita tecnica ed economica dell'intervento;
- l'articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere e di quelle che ne caratterizzano l'esercizio;
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione ed esercizio;
- l'insieme di condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tener conto nella redazione del progetto.

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

La presente sezione relativa al quadro di riferimento progettuale dello Studio Ambientale svolto ai sensi della L.R. 12/04/2001 n° 11 "Norme sulla valutazione dell'impatto ambientale" art. 16 e del Regolamento Regionale n. 24 del 30.12.2010 per l'installazione degli impianti eolici contiene:

- la descrizione delle caratteristiche fisiche dell'insieme del progetto e delle esigenze di utilizzazione del suolo durante le fasi di costruzione e di funzionamento;
- la descrizione delle principali caratteristiche dei processi produttivi, con l'indicazione della natura e della quantità dei materiali impiegati;
- la descrizione della tecnica prescelta, con riferimento alle migliori tecniche disponibili a costi non eccessivi, e delle altre tecniche previste per prevenire le emissioni degli impianti o per ridurre l'utilizzo delle risorse naturali, confrontando le tecniche prescelte con le migliori tecniche disponibili;
- la valutazione del tipo e della quantità dei residui e delle emissioni previste (quali inquinamento dell'acqua, dell'aria e del suolo, rumore, vibrazioni, luce, calore, radiazioni, ecc.) risultanti dalla realizzazione e della attività del progetto proposto;
- la descrizione delle principali soluzioni alternative possibili, inclusa l'alternativa zero, con indicazione dei motivi principali della scelta compiuta, tenendo conto dell'impatto sull'ambiente".

1. DESCRIZIONE DELLE SOLUZIONI PROGETTUALI CONSIDERATE

1.1 Alternativa zero

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto.

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- *Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali l'eolico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi.*

- *Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 il cui documento, pubblicato a giugno 2017 sarà in consultazione pubblica sino al 30 settembre 2017, e che prevede anche la decarbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termo elettriche*

alimentate a carbone sul territorio nazionale. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile :

- CO₂ (anidride carbonica): 321.3 g/kWh;
- SO₂ (anidride solforosa): 2,5 g/kWh;
- NO₂ (ossidi di azoto): 0,9 g/kWh.

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa **133600 MWh annui (lorda)**, possa **evitare l'emissione di circa 42.926 ton/anno di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di **334 ton/anno di SO₂** e **120 ton/anno di NO₂** ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

- Delocalizzazione nella produzione di energia, con conseguente diminuzione dei costi di trasporto sulle reti elettriche di alta tensione
- Riduzione dell'importazioni di energia nel nostro paese, e conseguente riduzione di dipendenza dai paesi esteri
- Ricadute economiche sul territorio interessato dall'impianto in termini fiscali, occupazionali soprattutto nelle fasi di costruzione e dismissione dell'impianto
- Possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.

Inoltre gli aerogeneratori di grossa taglia e di ultima generazione, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa vento presente nell'area, così da rendere produttivo l'investimento.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa vento presente nell'area a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

1.2 Alternative tecnologiche

1.2.1 Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia

Per quanto riguarda le eventuali alternative di carattere tecnologico viene valutata la realizzazione di un campo eolico della medesima potenza complessiva mediante aerogeneratori di taglia minore rispetto a quella di progetto.

In linea generale, dal punto di vista delle dimensioni, gli aerogeneratori si possono suddividere nelle seguenti taglie:

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 100-800 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-3.000 kW, diametro del rotore superiore a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 110 m.
- macchine di grandissima taglia, con potenza superiore a 3.000 kW, diametro del rotore superiore a 100 m, altezza del mozzo superiore ai 110 m.

Per quanto riguarda la piccola taglia, tali macchine hanno un campo applicativo efficace soprattutto nell'alimentazione delle utenze remote, singolarmente o abbinate ad altri sistemi (fotovoltaico e diesel).

Si tratta di impianti di scarsa efficienza, anche in considerazione della loro modesta altezza, e che producono una significativa occupazione di suolo per Watt prodotto.

Per ottenere la potenza installata equivalente si dovrebbe fare ricorso a più di 200 macchine di piccola taglia, con un'ampissima superficie occupata, impatti notevoli, anche sul paesaggio, dovendo essere diffusi su ampie superfici, e scarsa economicità.

Nel caso in oggetto, si è pertanto ritenuto utile effettuare un confronto tra impianti di grande taglia e la proposta progettuale di grandissima taglia.

Supponendo di utilizzare macchine con potenza di 3000 kW, che costituisce una tipica taglia commerciale per aerogeneratori di taglia grande, verifichiamo innanzi tutto che se ne dovrebbero installare 20 anziché 10 per poter raggiungere la potenza prevista di progetto (60 MW).

Le principali differenze tra i due tipi di progetto sono di seguito riportate.

1. Utilizzando macchine di grande taglia (20 wtg) a parità di potenza complessiva installata, l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grandissima taglia. Con molta probabilità l'investimento potrebbe non essere remunerativo.
2. L'utilizzo del territorio aumenta sia per la realizzazione delle piazzole (20 wtg) sia per la realizzazione delle piste di accesso agli aerogeneratori, con conseguenti maggiori disturbi su flora, fauna, consumo di terreno agricolo.
3. Il numero maggiore di aerogeneratori (20 wtg) sicuramente comporta la possibilità di coinvolgere un numero maggiore di ricettori sensibili al rumore prodotto dalla rotazione delle pale degli aerogeneratori.

4. Trattandosi di un'area pianeggiante la disposizione sarebbe a cluster con aerogeneratori più vicini poiché dotati di rotori più piccoli. Potrebbe pertanto verificarsi un maggiore impatto visivo prodotto dal cosiddetto *effetto selva*. Sottolineiamo inoltre che gli aerogeneratori di grande taglia hanno comunque altezze considerevoli (100 metri circa) e rotori con diametri non trascurabili (90-100 m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile.

5. La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori produce maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di grande taglia invece di quelli di grandissima taglia, previsti in progetto, diminuisce la produzione di energia (a parità di potenza installata) e sostanzialmente aumenta gli impatti.

1.2.2 Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

Un'altra alternativa tecnologica potrebbe essere quella di realizzare un impianto fotovoltaico. Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto in progetto.

1. A parità di potenza installata (43 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 133 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 67 GWh/anno. In termini di costo i due impianti sostanzialmente si equivalgono.

2. L'impianto fotovoltaico con potenza di 43 MW, occuperebbe una superficie di circa 90 ettari.

Queste invece le principali differenze in termini di impatto ambientale.

Impatto visivo. L'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico è di gran lunga maggiore, sebbene un impianto fotovoltaico di estensione pari a 90 ha, produce sicuramente un impatto visivo non trascurabile almeno nell'area ristretta limitrofa all'impianto.

Impatto su flora, fauna ed ecosistema. Come vedremo nel presente studio, l'impatto prodotto dall'impianto eolico in progetto su flora, fauna ed ecosistema è basso e reversibile.

L'impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico che come detto occuperebbe un'area di almeno 90 ettari è sicuramente non trascurabile. Inoltre l'utilizzazione di un'area così vasta per un periodo di tempo medio (superiore a 20 anni), potrebbe provocare dei danni su flora, fauna ma soprattutto sull'ecosistema non reversibili o reversibili in un periodo di tempo molto lungo.

Uso del suolo. L'occupazione territoriale complessiva dell'impianto eolico in fase di esercizio (solo aerogeneratori) è di circa 0,6 ettari (10 piazzole di 666 mq ciascuna + 26.500 mq di piste di nuova realizzazione)

per un totale di 33160 mq (3,3 ha), contro i 90 ettari previsti per l'eventuale installazione dell'impianto fotovoltaico.

Rumore. L'impatto prodotto dal parco eolico sarebbe non trascurabile anche se ovviamente reversibile, mentre praticamente trascurabile quello prodotto dalla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Impatto elettromagnetico. Per l'impianto eolico l'impatto è trascurabile, per quello fotovoltaico è anche trascurabile anche se di maggiore entità nelle aree immediatamente limitrofe al perimetro dell'impianto.

In definitiva possiamo concludere che:

- a. A parità di potenza installata l'impianto eolico produce di più con un costo praticamente uguale a quello dell'impianto fotovoltaico.
- b. L'impianto eolico produce un impatto visivo e paesaggistico non trascurabile, ma sicuramente reversibile al momento dello smantellamento dell'impianto.
- c. L'impianto fotovoltaico, avendo una estensione notevole, rischia di produrre un impatto su flora fauna ed ecosistema non reversibile o reversibile in un tempo medio lungo, dopo lo smantellamento dell'impianto.

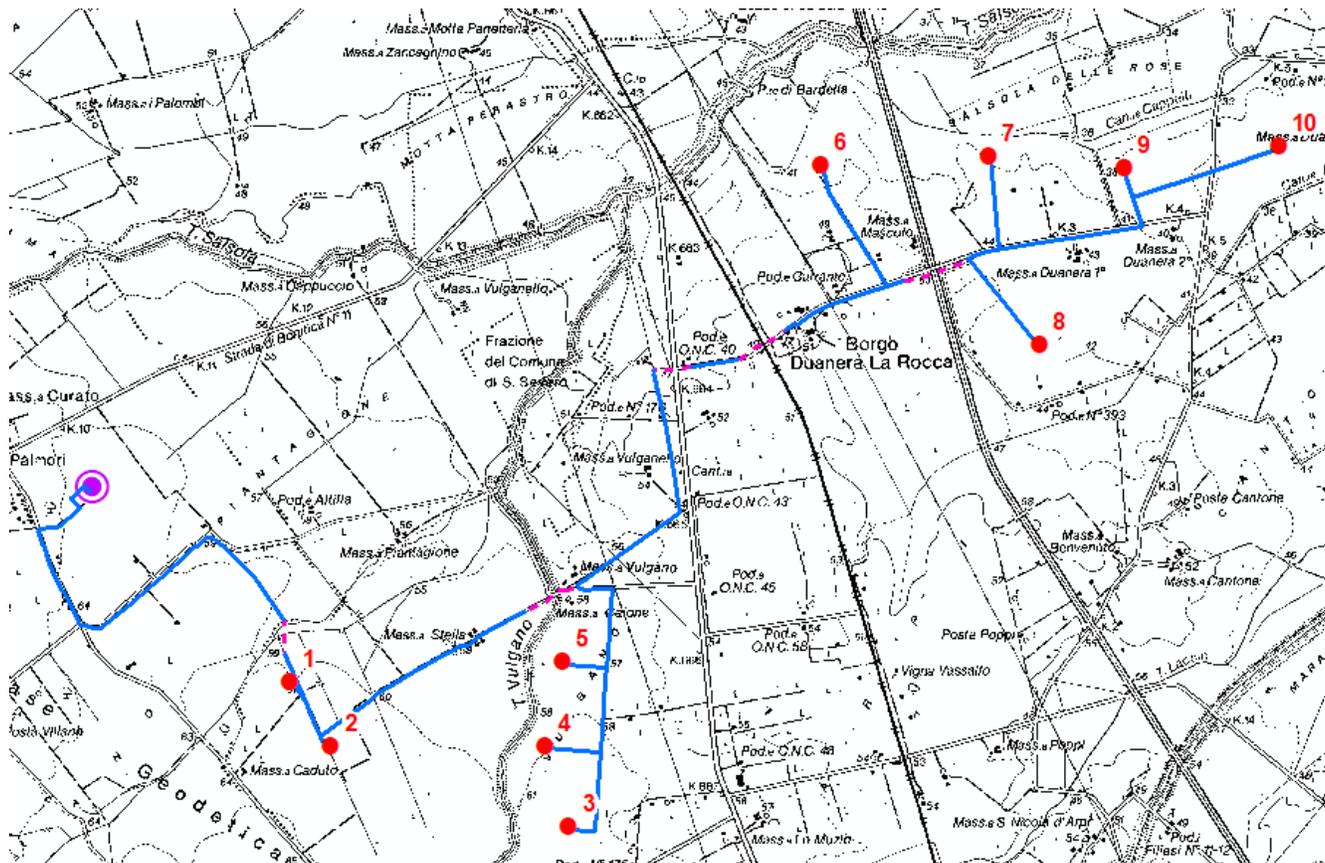
Per quanto sopra esposto si ritiene meno impattante ed economicamente più vantaggioso realizzare l'impianto eolico.

1.3 Alternative localizzative e dimensionali

Oltre alle alternative tecnologiche si propongono altre ulteriori 2 alternative localizzative e dimensionali al layout di impianto prevedendo o una riduzione dell'altezza al TIP o una riduzione del numero di aerogeneratori.

1.3.1 Alternativa 3

Riduzione dell'altezza complessiva (TIP) degli aerogeneratori passando dal modello di turbina SG145 – 4.3 (TIP= 180 mt) al modello di turbina Vestas V136 avente stessa capacità nominale Altezza mozzo = mt 82; Diametro pala: mt 136 (TIP= 150) senza impatti sulla produzione che si attesterebbe quasi sulla stessa, lasciando invariato il numero degli aerogeneratori, come si evince dalla figura successiva.



1.3.1 Alternativa 4

Invarianza dell'altezza al TIP della turbina selezionata pari a 180 mt, aumento della potenza dell'aerogeneratore passando dal modello SG145 da 4,3 MW al modello GE-5.3 da 5,3 MW (e riduzione del numero degli aerogeneratori prevedendo l'eliminazione delle turbine nn. 1, 8 e 10 e confermando quelle con i nn. 2, 3, 4, 5, 6, 7 e 9, ovvero si passerebbe da n. 10 aerogeneratori a 7 aerogeneratori, come si evince dalla figura successiva. Questa riduzione comporterà una riduzione della potenza con impatti sulla produzione netta stimabili in - 40 GWh/y pari al fabbisogno elettrico medio di circa 13.300 famiglie equivalenti.

Oltre allo strumento principale a 10 m di quota si utilizzano altri anemometri a quote di 15 e 30 m per rilevare la velocità alle altezze tipiche degli hub per WTG di media taglia. Altre operazioni necessarie possono essere così sintetizzate:

- a) ricerca bibliografica e letteraria per individuare le descrizioni eventualmente fatte di eventi eolici interessanti o descrizioni sitologiche di primo indirizzo e comunque dati storici registrati;
- b) effettuazioni di interviste ai residenti per individuare microscopicamente località d'interesse e valutare le relazioni con l'ambiente;
- c) acquisizione dei dati del Servizio Meteorologico Regionale inerenti le registrazioni effettuate presso le stazioni di rilevamento e mappatura delle stesse;

Individuato l'elenco dei siti più promettenti occorre scendere nell'ulteriore dettaglio dell'analisi di qualificazione puntuale con la determinazione della scala ed intensità della turbolenza e degli altri parametri detti e infatti, terminata la qualificazione iniziale, si ricorre alle misure più puntuali ed all'applicazione dei modelli di simulazione che estendano correttamente i risultati delle misure per riportarli al territorio intorno ai luoghi di rilievo.

Per operare una **scelta ottimale del sito** si può poi ricorrere all'inquadramento fornito da Dickenson and Cheremisinoff (eds) (1980) che consiste nei seguenti punti:

1. determinazione della localizzazione, dell'estensione spaziale e dell'intensità della risorsa eolica in una scala opportuna e congruente con l'applicazione e la natura della dipendenza della risorsa dal tempo;
2. determinazione dei parametri specifici della risorsa del sito quali intensità, frequenza, tempo di arrivo e/o di ritorno delle raffiche, parametri dello strato limite, modellazione della turbolenza locale;
3. acquisizione delle informazioni relative all'impatto ambientale legate all'opposizione di sfruttamento dell'energia eolica sul sito;
4. acquisizione delle informazioni relative all'impatto socioeconomico e sul territorio conseguente allo sfruttamento della risorsa sul sito.

Terminata la qualificazione anemologica generalizzata del sito il passo successivo è rappresentato dalla analisi impiantistica con la determinazione del posizionamento reciproco delle macchine che sia il più razionale possibile.

Infine si deve ricordare che l'impiego di una procedura di acquisizione dei dati del sito basato su un sistema GIS (Geographical Informative System), collegato opportunamente con un sistema di analisi sitologica del tipo di quelli già menzionati, può servire a dare una rappresentazione 3 – D della risorsa (Andolina & Cingotti 1996 e

Andolina & Magrì 1997) e per quanto detto in precedenza potrebbe essere particolarmente utile il nuovo codice WINDS.

2.2 Tipologie di impianti eolici

La bassa densità dell'energia eolica per unità di superficie di territorio, comporta la necessità di procedere alla installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile.

L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalla Wind farm (cluster di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio, ma collegati ad un' unica linea che li raccorda alla rete locale o nazionale).

La concezione della wind farm è legata allo sfruttamento della risorsa eolica e deve commisurarsi ad alcuni concetti base: risorsa accessibile, tecnicamente ed economicamente sfruttabile, ma soprattutto deve strutturarsi sulla base delle esigenze dell'utenza cui si riferisce.

Gli impianti si suddividono sostanzialmente nelle seguenti tipologie:

A) **Isolati**

B) **in Cluster** (in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale con sistemi diesel);

C) **Combinati o integrati**

2.3 Classificazione e tipologie delle macchine eoliche

Le macchine in questione sono classificabili in diversa maniera e cioè in funzione della tipologia di energia sfruttata, della posizione dell'asse di rotazione, della taglia di potenza, del numero di pale etc.

Dall'esame di diversi esempi di impianti eolici, diversi per disposizione delle macchine e per densità di popolazione del cluster delle stesse, risulta un gran numero di tipologie possibili che, tuttavia, possono raggrupparsi in un insieme discreto di cui quelle che seguono sono le principali componenti:

A) disposizione su reticolo quadrato o romboidale;

B) disposizione su una unica fila;

C) disposizione su file parallele;

D) disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);

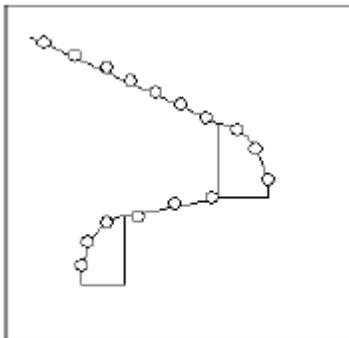
E) disposizione risultante della combinazione e sovrapposizione delle precedenti tipologie;

F) apparentemente casuale.

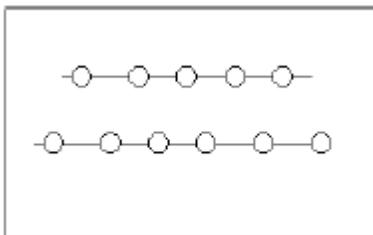
La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie (specie in USA), mentre l'ultima è caratterizzata da disposizione in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente "complex terrain".

La seconda tipologia si presta all'utilizzazione per la produzione di energia elettrica da riversare in rete.

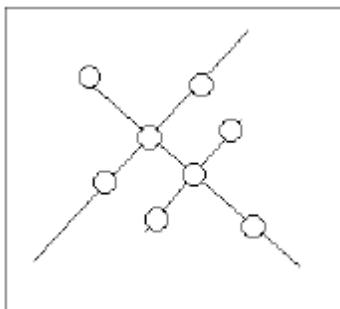
La maggior parte degli aerogeneratori attualmente impiegati sono del tipo di asse orizzontale (HAWT).



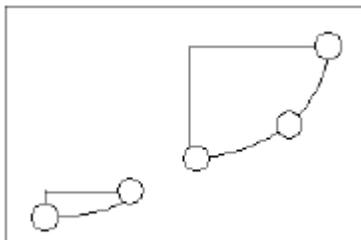
Tipologia "B" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



Tipologia "C" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



Tipologia "E" ("C" con sovrapposizione di "D")



Tipologia "F" apparentemente casuale

Il funzionamento delle macchine dipende dalla distribuzione di pressione che si crea intorno al profilo della sezione e che genera un sistema di forze riconducibile *ad una portanza aerodinamica, una resistenza aerodinamica e ad un momento*.

Queste forze hanno una distribuzione lungo la lunghezza della pala e, per effetto della rotazione che ricrea, si rende disponibile all'asse della macchina, rotante ad un certo valore di velocità, una coppia e quindi del lavoro utile che attraverso un albero ed un cambio di velocità si trasferisce al generatore elettrico.

L'energia da questi prodotta viene avviata a terra dove esiste una cabina di trasformazione che da una corrente a tensione di circa 600-900 V la eleva fino a 20.000 V (MT o media tensione) e da qui si avvia l'energia alla sottostazione di collegamento alle reti di ordine superiore.

I cavi di trasporto sono in genere interrati al fine di diminuire l'impatto visivo sul sito e diminuire anche le interferenze con le torri delle macchine. Nel dettaglio delle parti risulta la seguente descrizione.

Le pale della macchina sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato a un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato a un moltiplicatore di giri, da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del cambio di velocità.

Sull'albero veloce è posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine, tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione, naturalmente del rotore e del mozzo, sono ubicati in una cabina, detta navicella la quale, a sua volta è posizionata su un supporto cuscinetto (ralla di base), in maniera da essere facilmente orientata a seconda della direzione del vento. Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo.

Il controllo dell'orientamento della navicella è detto controllo dell'imbardata e serve ad allineare la macchina rispetto alla direzione del vento, ma può essere anche utilizzato per il controllo della potenza. L'avviamento della macchina si verifica allorché la velocità del vento abbia raggiunto il valore di *cut in* mentre, la fermata della macchina si verifica quando il vento raggiunge la velocità di *cut out*. In questo caso dopo aver disposto il rotore in bandiera, il controllo dell'imbardata procede a *disallineare la macchina rispetto al vento* ponendola in modo da non aver interferenza alcuna con esso. L'intera navicella è posizionata su una torre che può essere, come anticipato, di diverse tipologie.

Al fine di completare l'excursus sulle macchine eoliche, vale la pena di elencare le componenti dell'aerogeneratore:

- a) sistema “torre e fondazione” o struttura di sostegno;
- b) sistema “Navicella” o struttura di alloggiamento o contenimento;
- c) sottosistema di orientamento;
- d) sottosistema di protezione esterna;
- e) sistema “Rotore”;
- f) sottosistemi del rotore;
 - il moltiplicatore di giri;
 - il generatore elettrico;
 - il sottosistema di regolazione;
 - il sistema di attuazione;
 - il freno
- g) sistema di controllo della macchina;
- h) sistema connessione alla rete o sistema di collegamento.

2.4 Criteri di individuazione dei bacini eolici

L'individuazione delle aree idonee e sensibili si basa su criteri di valutazione di natura paesaggistica, piuttosto che strettamente energetica. L'individuazione delle aree idonee parte essenzialmente da una distinzione tra impianti di grandi, medie e piccole dimensioni e per ciascuna tipologia di impianto si definiscono le aree sensibili e le aree compatibili o a compatibilità limitata per l'inserimento nel paesaggio di impianti eolici.

Sono definite sensibili quelle aree ritenute non idonee alla localizzazione di nuovi impianti di grande e media dimensione. Sono ad esempio sensibili: le aree vincolate, i parchi, le aree a forte pendenza, le aree a pericolosità geomorfologica, i centri urbani. A queste si aggiungono, su suggerimento del PPTR, le strade di valore paesaggistico, la costa, le aree naturali (compresi i pascoli).

Per la verifica che l'impianto eolico in oggetto non ricade in aree sensibili non idonee, si rimanda al paragrafo che tratta del R.R. 24/2010. Tale Regolamento, infatti, individua in maniera precisa le aree non idonee all'installazione di FER.

La sovrapposizione degli areali selezionati alle aree a più alta ventosità e potenzialità eolica, tratte dall'Atlante del CESI e dall'Atlante Eolico Regionale, consente di individuare i potenziali bacini eolici. Questi ultimi risultano dalla coincidenza tra aree definite compatibili e buone potenzialità eoliche.

Per la fattibilità in termini di produzione si rimanda alla relazione sulla producibilità, qui basta affermare che la ventosità del sito è ampiamente sufficiente ad assicurare un livello di produzione energetica più che accettabile, a fronte di una velocità media ad altezza mozzo (105 m) si ha una producibilità di 2.893 ore equivalenti/anno.

2.5 Raccomandazioni per la progettazione e la valutazione paesaggistica

Le criticità che gli impianti eolici generano sul paesaggio sono in principale modo legate alle dimensioni delle macchine, alla loro ubicazione ed alla loro disposizione. Impianti multi megawatt sono costituiti da macchine che raggiungono altezze superiori ai 100 m; spesso tali considerevoli dimensioni non sono accompagnate da una disposizione coerente con gli elementi strutturanti del paesaggio in cui si inseriscono, provocando confusione e disturbo percettivo (effetto selva).

Per evitare l'effetto selva, la distanza minima per le macchine sarà pari almeno a 3 volte la dimensione del diametro del rotore sulla stessa fila e a 5 volte la dimensione del diametro del rotore su file parallele.

Oltre alle criticità di natura percettiva, la costruzione di un impianto comporta delle modifiche e delle trasformazioni che, se non controllate con un progetto sensibile alle condizioni espresse dal territorio in cui si inserisce, danneggia in modo irreversibile il paesaggio.

La modifica è spesso data dall'apertura di nuove strade non attenta ai caratteri naturali del luogo o a problemi di natura idrogeologica o ai caratteri storici del sito di installazione dell'impianto.

L'apertura di nuove strade ha, ad esempio, in alcuni casi interrotto la continuità importante da un punto di vista ecologico di aree naturali a pascolo.

Come già detto in precedenza nella progettazione occorre evitare l'effetto selva, che provoca disturbo da un punto di vista percettivo a causa della distribuzione disordinata di un numero elevato di aerogeneratori e della disomogeneità tipologica delle macchine. È necessario dunque controllare ai fini di una buona qualità paesaggistica si prenderanno in considerazione i parametri di natura territoriale alcuni parametri legati all'ubicazione, quali ad esempio *la densità, il land use e la land form*.

Densità

Gruppi omogenei di impianti sono da preferirsi a macchine individuali disseminate sul territorio. Si considera minore infatti l'impatto visivo di un minor numero di turbine più grandi rispetto ad un maggior numero di turbine più piccole.

Il PPTR propone la concentrazione piuttosto che la dispersione degli impianti. Ad una scala territoriale si consiglia la concentrazione di impianti di grande taglia in aree definite bacini eolici potenziali, localizzati in prossimità delle aree produttive e dei grandi bacini estrattivi, in coincidenza con condizioni anemometriche vantaggiose.

Altro elemento da controllare rispetto al parametro densità è la distanza tra i singoli aerogeneratori e tra i differenti cluster di impianti.

La Regione Puglia stabilisce, ai fini del parere ambientale richiesto ai sensi della Delibera di G.R. n°716/2005 per il rilascio dell'Autorizzazione Unica (valutazione integrata) una distanza minima tra gli aerogeneratori pari a 3-5 volte il diametro del rotore sulla stessa fila e 5-7 volte il diametro su file parallele.

Distanze

Un parametro importante nella progettazione di nuovi impianti riguarda le distanze da oggetti e manufatti già presenti sul territorio. Queste sono spesso regolate sia da fattori di tipo tecnico, che prendono in considerazione fenomeni di ombreggiamento, sia da considerazioni di tipo paesaggistico, che impongono delle distanze dai siti sensibili per evitare forti interferenze percettive. In questo caso, la distanza è spesso regolata da un buffer di diversa ampiezza, in particolare avremo:

- un buffer di 300 m da impianti di qualsiasi dimensione e numero di aerogeneratori, fatte salve le aree industriali e portuali, da regolamentare in modo opportuno in funzione dell'estensione e della collocazione delle stesse nel territorio;
- un buffer di 2 km da impianti con potenza maggiore di 1 MW
- un buffer di 500 m dalle aree a vincolo architettonico ed archeologico
- una distanza da ogni singola abitazione, salvo ruderi privi di valenza architettonica ed archeologica, non inferiore a 2,5 volte l'altezza complessiva della macchina (altezza del mozzo più lunghezza della pala).
- una distanza ridotta dalla rete di alta e media tensione è di fondamentale importanza per evitare problemi di sovra infrastrutturazione del territorio.
- i cavidotti a servizio dell'impianto saranno essere interrati, secondo le disposizioni della normativa vigente in materia.

Land form

L'andamento altimetrico del suolo è un elemento di fondamentale importanza nelle scelte localizzative degli aerogeneratori. Se la forma del paesaggio domina il punto di vista, l'impianto appare come elemento inferiore, non dominante e quindi più accettabile da un punto di vista percettivo. Al contrario, se la wind farm non si

relaziona alle forme del paesaggio, ma si pone in contrasto, diviene elemento predominante che genera disturbo visivo piuttosto che integrazione con il territorio circostante.

Un andamento altimetrico ondulato, ad esempio, può generare confusione nella localizzazione di impianti. È preferibile, in questi casi, un impianto lineare piuttosto che a cluster, che segua l'andamento delle isoipse. In un sito pianeggiante, invece, è possibile progettare impianti sia di tipo lineare che a cluster.

Land use

Nella progettazione di nuovi impianti eolici vanno assecondate le geometrie consuete del territorio. Rispetto al paesaggio agricolo: un gruppo omogeneo di macchine può essere accettato dal punto di vista visivo, se percepito come una singola isolata immagine in un luogo aperto. L'impianto localizzato in un paesaggio monocolturale, scarsamente segnato da elementi del paesaggio agrario, appare come singolo elemento scultoreo se composto da un solo generatore, se invece è composto da più generatori deve avere un impianto regolare a griglia non un andamento casuale e disordinato.

Rispetto alle strade, sono consigliate localizzazioni disposte parallelamente alle strade pur conservando le distanze di sicurezza previste dalla normativa regionale.

Nel caso del presente parco eolico, come già detto, la disposizione scelta per le macchine è di tipo a cluster. La griglia appare come ordinata e a bassa densità: gli aerogeneratori sono disposti su 3 file. Tale disposizione a cluster a bassa densità fa sì che l'impianto si sovrapponga alla struttura viaria esistente e agli elementi del paesaggio agrario non alterando il senso né rafforzandolo, ma semplicemente disegnando sul territorio un nuovo segno, una griglia che con un processo di astrazione si poggia sul terreno integrandosi con una logica differente al paesaggio esistente.

Parametri tecnici per la scelta del sito

I parametri da valutare per la scelta del sito in cui installare un parco eolico sono:

- *Ventosità*
- *Rugosità*
- *Rumore*
- *Distanza dal punto di consegna*

3. IL PROGETTO

Trattasi di una proposta progettuale che la Wind Energy La Rocca S.r.l. intende realizzare nel comune di Foggia (FG), in località “La Stella - Duanra”, costituito da n. 10 aerogeneratori della potenza uninominale di 4.3 MW per una potenza complessiva di 43 MW.

Esso si inserisce in un contesto territoriale già caratterizzato dalla presenza di alcuni impianti eolici singoli in esercizio. Il lay-out proposto prevede che le torri eoliche siano posizionate a circa 6 km a nord dell'abitato di Foggia.

La distanza dall'edificio rurale non abitabile in quanto rudere, più vicino è di circa 400 m, mentre la distanza da edifici abitati è superiore a 500 m. La distanza minima da strade provinciali e nazionali è superiore alla gittata massima degli oggetti rotanti.

3.1 Criteri progettuali attuati per la localizzazione dell'impianto

I criteri progettuali per una localizzazione dell'impianto che riducesse per quanto più possibile gli impatti su ambiente e paesaggio sono stati diversi e sono di seguito descritti.

Land use

L'area su cui è previsto l'intervento, tipicamente agricola, si presenta in generale come fortemente antropizzata con i caratteri distintivi tipici della pianura del Tavoliere si tratta di un territorio totalmente pianeggiante priva di vegetazione naturale.

Non ci sono nell'area ristretta singolarità paesaggistiche. Il paesaggio si presenta sostanzialmente uniforme e ripetitivo. Si ritiene pertanto che il parco eolico non costituisca un elemento di frattura di una unità storica o paesaggistica riconosciuta.

Per la costruzione e l'esercizio dell'impianto sarà utilizzata per quanto più possibile la viabilità esistente. Saranno realizzati circa 7,4 km di nuove piste. Ad ogni modo la viabilità di esercizio (strade e piazzole) sarà realizzata con materiale permeabile e non sarà finita con pavimentazione in bitume o calcestruzzo. Inoltre si sottolinea che dopo la costruzione dell'impianto la dimensione delle piazzole sarà ridotta, così come saranno eliminati gli allargamenti a fine cantiere in corrispondenza di curve o cambi di direzione. Alla fine della vita utile dell'impianto strade e piazzole saranno completamente rimosse.

I cavidotti MT dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati. I trasformatori 0,69/30 kV saranno installati nella stessa navicella dell'aerogeneratore, pertanto non è prevista la realizzazione di cabine di trasformazione a base palo. Non è prevista la realizzazione di una Cabina di Raccolta (CdR) nei pressi degli aerogeneratori.

Land form

Nel posizionamento degli aerogeneratori si è, assecondato per quanto più possibile l'andamento delle principali geometrie del territorio, effettuando il classico posizionamento a cluster, ovvero aerogeneratori su più file opportunamente distanziate fra loro.

3.2 Motivazione della soluzione progettuale prescelta

Per quanto riguarda le motivazioni della **soluzione progettuale** prescelta, oltre alle considerazioni di cui al precedente paragrafo, si sottolinea che l'utilizzo di aerogeneratori di grossa taglia permette di ottenere una maggiore quantità di energia con un numero ridotto di aerogeneratori e che l'efficienza produttiva aumenta proporzionalmente alla taglia dell'aerogeneratore.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia, con rotori di grosse dimensioni (maggiore 100 m di diametro), permettono di ottenere un'elevata efficienza produttiva anche con regimi anemometrici medi, quali quelli dell'area d'intervento.

Gli aerogeneratori di progetto, in relazione alle condizioni anemologiche e anemometriche rilevate, si stima possano produrre (in media, per singolo aerogeneratore) almeno 133 GWh/anno.

Per quanto riguarda la localizzazione degli aerogeneratori, visto la presenza di altre torri, questi sono stati distribuiti in aree come completamento dei cluster esistenti. Ciò ha effetti positivi non solo sull'impatto visivo, di cui si dirà diffusamente nei capitoli successivi, ma anche sulla producibilità tra gli aerogeneratori. Infatti in tal modo si ridurranno notevolmente gli effetti scia prodotti dagli aerogeneratori sopra vento nei confronti di quelli sotto vento.

3.3 Caratteristiche dimensionali e tecniche delle opere

Il progetto prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio, di 10 aerogeneratori della potenza di 4.3 MW per una potenza totale di 43 MW. L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale AT.

La realizzazione di un impianto eolico prevede sia la costruzione di infrastrutture ed opere civili sia la costruzione di opere impiantistiche infrastrutturali. Le infrastrutture e le opere civili si sintetizzano come segue:

- Realizzazione della nuova viabilità interna al parco eolico con una lunghezza delle strade di nuova realizzazione è di circa 7.400 m;
- Realizzazione delle piazzole definitive e temporanee degli aerogeneratori;
- Esecuzione delle opere di fondazione degli aerogeneratori;
- Esecuzione dei cavidotti interni di collegamento tra gli aerogeneratori e dei cavidotti in ingresso alla SSE Produttore esistente 20/150 kV;
- Realizzazione di locale tecnico tipo shelter per i quadri MT di dimensioni in pianta 2438x4000 m all'interno della SSE Produttore esistente 20/150 kV;

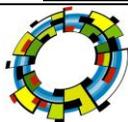
Le opere impiantistiche infrastrutturali si sintetizzano come segue:

- Installazione aerogeneratori;
- Collegamenti elettrici in cavo fino al locale tecnico tipo shelter per quadri MT;
- Realizzazione e montaggio dei quadri elettrici di progetto;
- Realizzazione del sistema di monitoraggio e controllo dell'impianto.

Aerogeneratore

Nella tabella seguente sono riportati sinteticamente i principali dati di progetto:

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
MARCA	SIEMENS - GAMESA
MODELLO	4.3-145
CLASSE VENTO	IEC IIB
POTENZA NOMINALE	4300 kW
NUMERO DI PALE	3
DIAMETRO DEL ROTORE	145 m
AREA SPAZZATA	16,,506 mq
TIPO TORRE ING.	Tubolare Conica in acciaio
ALTEZZA DI MOZZO	107,5 m
ALTEZZA TOTALE MASSIMA	180 m
TIPO GENERATORE	ASINCRONO
TENSIONE NOMINALE (lato bassa tensione)	580 V
FREQUENZA NOMINALE	50/60 Hz
TENSIONE TERMINALE ALLE TORRI	85% ≤ UN ≤ 119,5%
Aerogeneratore	Pnom= 4.3 MW – diametro rotore 145 m
Torre	Tubolare – con 5 tronchi – altezza 107,5 m
Fondazioni in c.a. diretta	Diametro max= 20 m –Altezza circa 2,3 m – volume 600 mc circa
Fondazioni profonda con pali	Diametro max 18 m, 10-12 pali con lunghezza di 16-18 m Volume 450 mc circa
N° torri eoliche	10
Potenza nominale complessiva	43 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	(20x20) mq x n. 10 torri = 0,40 ha
Occupazione territoriale piazzole	(50x20) mq x n. 10 torri = 1 ha
Occupazione progetto territoriale di nuove strade	(7.400 m x 5 m) = 3,7 ha
Vita utile impianto	25 anni
PRINCIPALI CARATTERISTICHE AREA DI INTERVENTO	
Morfologia	Pianura



PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Utilizzo del suolo	Agricolo
ZPS	No
SIC	No
PAI	No
Aree protette	No

Tab. 2 – Parametri di base

Per quanto concerne la produzione ci si aspetta un valore di circa 133 GWh/anno pari per una potenza installata di 43 MW.

Ciascuna torre eolica, in acciaio e con pale in materiale composito non conduttore, sarà dotata di un impianto di protezione dalle scariche atmosferiche.

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto esterno di protezione dai fulmini (LPS) e un LPS interno atto ad evitare il verificarsi di scariche pericolose all'interno della struttura da proteggere durante il passaggio della corrente di fulmine sull'LPS esterno. L'LPS è progettato per la protezione di tutte le apparecchiature interne della torre eolica.

Strade

Le nuove strade di accesso avranno larghezza pari a 5 m, del tutto simili a quelle esistenti relative al parco eolico in esercizio, anche perché, come si vede dai layout progettuali, saranno la loro naturale prosecuzione.

Tali strade garantiranno il transito dei mezzi che trasporteranno le componenti della pala eolica. Nella figura seguente si mostra in sezione la strada di progetto e poi si mostra un'immagine della strada finita relativa al parco eolico esistente.

I corpi stradali da realizzare ex novo saranno realizzati con sottofondo stradale di spessore 40 cm, ed infine lo strato di finitura per uno spessore di 10 cm.

Si prevede di realizzare in corrispondenza degli impluvi idonee opere di drenaggio e convogliamento delle acque meteoriche.

Una volta realizzate le strade, le piazzole definitive e quelle temporanee, nonché aver previsto gli allargamenti temporanei della viabilità esistente, i mezzi di trasporto eccezionale potranno percorrere tali strade ed accedere alle piazzole per il montaggio dei conci di torre e dell'intero aerogeneratore. I conci vengono dapprima sistemati nelle piazzole di stoccaggio per poi essere sollevati da una o più gru e montati uno per volta. Le operazioni di montaggio proseguiranno con l'alloggiamento della navicella ed infine del rotore, precedentemente assemblato.

Opere elettriche

Le opere elettriche da realizzare sono quelle strettamente necessarie al collegamento alla RTN dell'energia prodotta dal parco eolico e risultano essere le seguenti:

- Rete elettrica in cavo interrato 20 kV per la raccolta dell'energia elettrica prodotta dal parco eolico e per il trasporto della stessa verso la SSE Produttore esistente 20/150 kV, a sua volta già collegata con la Stazione RTN 380/150 kV di Palmori;
- Locale tecnico tipo shelter per l'alloggiamento dei quadri MT 20 kV in Sottostazione;
- Sostituzione trasformatore di potenza esistente 16/20 MVA con un nuovo trasformatore di potenza 25/32 MVA con relativo nuovo collegamento tra quest'ultimo ed il locale quadri MT esistente.

Tutti i lavori interni alla SSE Produttore esistente sono necessari per garantire il funzionamento di entrambi gli impianti e il loro rispettivo controllo e monitoraggio.

Il tracciato del collegamento MT risulta avere una lunghezza complessiva di 19.577 m (vedasi relazione specialistica relativa al calcolo elettrico) si snoda sia su strade esistenti che di nuova realizzazione. Si riporta nella figura seguente una sezione di scavo su strade esistenti non asfaltate facenti parte della viabilità interna del parco eolico in esercizio.

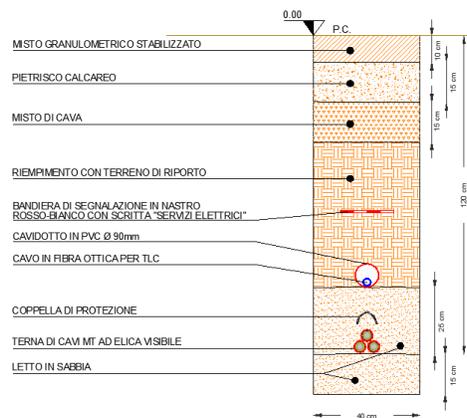


Fig. 1 – Sezione di scavo per la posa del cavidotto su strada esistente

La realizzazione del cavidotto determinerà impatti ambientali minimi grazie ad una scelta accurata del tracciato, interamente localizzato sulla viabilità esistente e all'impiego durante i lavori di un escavatore a benna stretta che consente di ridurre al minimo il materiale scavato e quindi il terreno da portare a discarica, potendo essere in gran parte riutilizzato per il rinterro dello scavo a posa dei cavi avvenuta. Le fasi lavorative necessarie alla realizzazione degli elettrodotti in cavo interrato sono:

- Scavo in trincea;
- Posa cavi;

- Rinterri trincea;
- Esecuzione giunzioni e terminali;
- Rinterro buche di giunzione;
- Ripristino pacchetto stradale ove presente.

Per il superamento delle strutture esistenti interferenti (sottoservizi, corsi d’acqua naturali ed artificiali), come sopra già accennato, verrà utilizzata la tecnica T.O.C. (Trivellazione Orizzontale Controllata). Tale tecnica è definita anche “No dig” e risulta essere alternativa allo scavo a cielo aperto non impattando sul terreno perché nel tratto di applicazione non avviene nessuno scavo. Essa, tra tutte le tecniche “No dig” è la meno invasiva e consente di eseguire tratte relativamente lunghe. L’impiego di questo tipo di tecnica, nel caso di specie per i cavidotti elettrici, rende possibile l’attraversamento di criticità tipo corsi d’acqua, opere d’arte e altri ostacoli come sottoservizi, senza onerose deviazioni ma soprattutto senza alcuna movimentazione di terra all’interno dell’area critica di particolare interesse come le fasce di rispetto dei corsi d’acqua e delle infrastrutture viarie e ferroviarie. Bastano solo due buche, una all’inizio ed una alla fine del tracciato per far entrare ed uscire la trivella.

SSE Utente

All’interno della Sottostazione Produttore da condividere sarà presente un fabbricato adibito a locali tecnici (edificio tecnologico), che ospita le apparecchiature MT e AT di dimensioni in pianta 22,6x5 m, come rappresentato nella figura seguente:

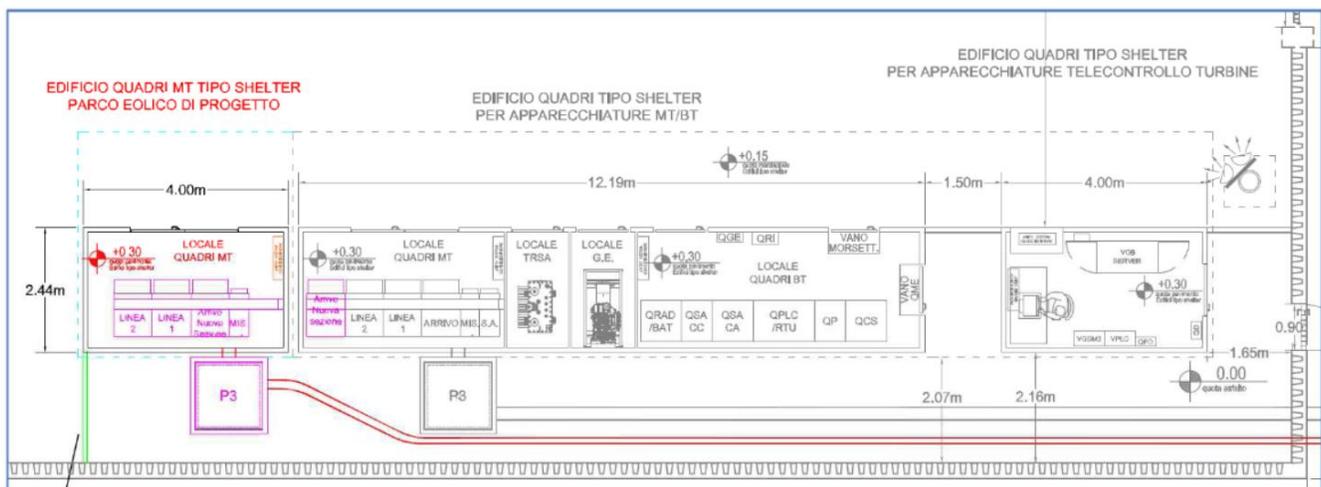


Fig. 2 – Layout in SSE Produttore esistente con individuato il nuovo locale tecnico da realizzare. In grigio le parti esistenti

Lo shelter di nuova realizzazione per le apparecchiature MT ha dimensioni massime in pianta e altezza indicate dettagliatamente nelle tavole grafiche di progetto e qui riassunte: 4,00m x 2,438m x 2,84m avente le seguenti caratteristiche:

- monoblocco;
- struttura portante realizzata in profilati di acciaio stampati a freddo, saldati ai quattro cantonali;
- pareti realizzate con lamiera d'acciaio grecato, saldata in continuità, al filo dei longheroni superiori e inferiori ed ai quattro cantonali e coibentato internamente con pannello dec, calpestabile;
- n. 4 blocchi d'angolo superiori da utilizzare per il sollevamento;
- n.4 blocchi d'angolo inferiori da utilizzare per trasporto mediante fissaggio a pianale di camion dotato di dispositivi twist lock;
- pavimento realizzato con lamiera olivata antiscivolo (spessore 3+2 mm);
- rivestimento delle pareti mediante pannelli coibentati con poliuretano espanso e rivestiti con lamiera zincata preverniciata.

3.4 Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori

Intorno a ciascuna torre sarà realizzato un piazzale per il lavoro delle gru, durante la fase di costruzione delle torri stesse.

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola con funzione di servizio. Tali piazzole saranno utilizzate nel corso dei lavori per il posizionamento delle gru necessarie all'assemblaggio ed alla posa in opera delle strutture degli aerogeneratori.

L'area interessata, delle dimensioni di metri 20 di larghezza e metri 85 di lunghezza, dovrà essere tale da sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m². La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%.

Le caratteristiche strutturali delle piazzole di nuova realizzazione saranno:

- Scavo di sbancamento per apertura della sede stradale, con uno spessore medio di 30-50 cm;
- Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti;
- Strato di fondazione per struttura stradale, dello spessore di 70 cm per l'area destinata ad ospitare la gru di montaggio dell'aerogeneratore e di 20 cm per l'area di lavoro e stoccaggio, da eseguirsi con materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava), avente assortimento granulometrico con pezzatura 7-10 cm
- Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 30 cm per l'area destinata ad ospitare la gru di montaggio dell'aerogeneratore e di 20 cm per l'area di lavoro e stoccaggio, pezzatura 0,2-2 cm, da

eseguirsi con materiali idonei alla compattazione, provenienti da cave di prestito o dagli scavi di cantiere (sabbie giallastre più o meno cementate miste a calcarenite). Si prevede il compattamento a strati, fino a raggiungere in sito una densità (peso specifico apparente a secco) pari al 100% della densità massima ASHO modificata in laboratorio.

La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche.

Per la fase di esercizio dell'impianto si prevede di mantenere una porzione della piazzola, delle dimensioni di 50x30 m; sulla restante superficie si procederà alle operazioni di ripristino ambientale.

3.5 Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

Per la realizzazione del Progetto saranno impiegati i seguenti mezzi d'opera:

- automezzi speciali fino a lunghezze di 55 m, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore;
- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;
- n°2 autogru: quella principale, con capacità di sollevamento di almeno 500 t e lunghezza del braccio di 130 m, e quella ausiliaria, con capacità di sollevamento di 160 t, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

Nella fase di cantiere il numero di mezzi impiegati sarà il seguente:

- circa sei mezzi speciali a settimana per il trasporto dei tronchi delle torri, della navicella, delle pale del rotore;
- alcune decine di autobetoniere al giorno per la realizzazione dei plinti di fondazione;
- alcuni mezzi, di dimensioni minori, al giorno per il trasporto di attrezzature e maestranze.

Le gru stazioneranno in cantiere per tutto il tempo necessario ad erigere le torri e ad installare gli aerogeneratori.

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo. Ad ogni modo è certo che le componenti di impianto (navicella, pale, tronchi di torre tubolare, ed altro) arriveranno dal porto di Taranto e/o dal porto di Bari, pertanto è certo che l'accesso avverrà da sud, dall'uscita dall'autostrada A14 a Foggia si proseguirà dapprima sulla SS 16 ed in prossimità del torrente Salsola si proseguirà sulla strada comunale fino all'arrivo sull'area dell'impianto. L'utilizzo previsto di mezzi di trasporto

speciale con ruote posteriori del rimorchio manovrabili e sterzanti permetterà l'accesso a strade di ampiezza pari a 5,5 m. Il raggio interno libero da ostacoli dovrà essere di almeno 45 m.

Qualora si abbiano danni alle sedi viarie durante la realizzazione dell'opera, è previsto il ripristino delle strade eventualmente danneggiate.

3.6 Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in determinate condizioni di vento ovvero quando la velocità del vento sarà superiore a 2,5-3 m/s.

Al momento dell'entrata in funzione, gli aerogeneratori si disporranno in modo tale da avere il rotore controvento. Il comando di avviamento dell'impianto sarà gestito telematicamente e sarà dato solo dopo l'acquisizione di dati relativi alle condizioni atmosferiche, velocità e direzione del vento.

Il funzionamento dell'impianto sarà gestito da sistemi di controllo della velocità e del passo, parametri che interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico.

Con bassa velocità del vento e a carico parziale, il generatore eolico opererà a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile.

A potenza nominale e ad alte velocità del vento, il sistema di controllo del rotore agirà sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante.

Il sistema di controllo costituirà anche il sistema di sicurezza primario. Nell'ipotesi in cui la velocità del vento superi i 27 m/s gli aerogeneratori si arresteranno automaticamente ed il rotore si disporrà nella stessa direzione del vento in modo tale da offrire la minore opposizione possibile.

Nella navicella dell'aerogeneratore, sarà installato un trasformatore, affinché l'energia a 30 kV venga convogliata, tramite una linea in cavo, alla base della torre.

L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Sottostazione di Trasformazione per essere immessa (dopo innalzamento di tensione a 150 kV) nella rete elettrica nazionale, tramite linea aerea AT.

L'energia prodotta dalla centrale eolica verrà consegnata alla rete elettrica nazionale mediante la suddetta Sottostazione di Trasformazione MT/AT, attraverso una connessione in antenna da realizzarsi su stallo dedicato nella Stazione di Rete TERNA AT 380/150 kV denominata "Palmori".

La taratura del sistema di protezione avverrà di concerto con Terna S.p.A. Le prestazioni tipiche, in base alla tipologia di appartenenza dei generatori, saranno comunicate a Terna S.p.A.

I criteri di esercizio degli impianti saranno conformi alle prescrizioni delle norme CEIEN 50110-1 e 50110-2 e concordati con il gestore della rete pubblica.

3.7 Dismissione dell'impianto

Lo smantellamento dell'impianto avverrà dopo venticinque anni di esercizio.

I costi di dismissione saranno garantiti da una fidejussione bancaria a favore del Comune in conformità a quanto prescritto dalla D.G.R. 3029 del 30 dicembre 2010. La polizza fideiussoria avrà un valore non inferiore a 50 €/kW di potenza elettrica prodotta.

Lo smantellamento dell'impianto prevede:

- lo smontaggio delle torri, delle navicelle e dei rotor, con il recupero del materiale (per il riciclaggio dell'acciaio);
- l'allontanamento dal sito, per il recupero o per il trasporto a rifiuto, di tutti i componenti dell'impianto;
- l'annegamento della struttura in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 m, con la demolizione parziale dei plinti di fondazione, il trasporto a rifiuto del materiale rinveniente dalla demolizione e la copertura con terra vegetale di tutte le cavità createsi con lo smantellamento dei plinti;
- il ripristino dello stato dei luoghi, con particolare riferimento alle piste realizzate per la costruzione ed esercizio dell'impianto;
- la rimozione completa delle linee elettriche interrate e conferimento agli impianti di recupero e trattamento secondo la normativa vigente;
- il rispetto dell'obbligo di comunicazione a tutti gli Enti interessati, della dismissione o sostituzione di ciascun aerogeneratore.

3.8 Misure di mitigazione e compensazione

Il Progetto prevede l'adozione di una serie di misure atte a mitigare l'impatto della costruzione, esercizio e dismissione del medesimo sulle varie componenti ambientali caratterizzanti l'area d'intervento.

Alcune misure di mitigazione saranno adottate prima che prenda avvio la fase di cantiere, altre durante questa fase ed altre ancora durante la fase di esercizio del parco eolico.

Le misure di mitigazione consisteranno in:

a) protezione del suolo dalla dispersione di oli e altri residui

Al fine di evitare possibili contaminazioni dovute a dispersioni accidentali che si potrebbero verificare durante la costruzione ed il funzionamento dell'impianto, saranno adottate le seguenti misure preventive e protettive:

- *durante la costruzione dell'impianto e durante il suo funzionamento, in caso di spargimento di combustibili o lubrificanti, sarà asportata la porzione di terreno contaminata e trasportata alla discarica autorizzata più vicina; le porzioni di terreno contaminate saranno definite, trattate e monitorate con i criteri prescritti dalla Parte Quarta del D.Lgs 152/06;*
- *durante il funzionamento dell'impianto si effettuerà un'adeguata gestione degli oli e degli altri residui dei macchinari. Tali residui sono classificati come rifiuti pericolosi e pertanto, una volta terminato il loro utilizzo, saranno consegnati ad un ente autorizzato, affinché vengano trattati adeguatamente.*

b) conservazione del suolo vegetale

Nel momento in cui saranno realizzate le operazioni di scavo e riporto, per rendere pianeggianti le aree di cantiere, saranno realizzate anche le nuove strade e gli accessi alle aree di cantiere. Inoltre, durante le operazioni di scavo per la costruzione delle fondazioni delle torri e delle trincee per la posa dei cavidotti, si procederà ad asportare e conservare lo strato di suolo fertile, ove questo fosse presente.

Il terreno asportato verrà stoccato in cumuli che non superino i 2 m di altezza, al fine di evitare la perdita delle proprietà organiche e biotiche. I cumuli verranno protetti con teli impermeabili per evitare la dispersione del suolo in caso di intense precipitazioni.

Tale terreno sarà successivamente utilizzato come ultimo strato di riempimento sulle aree in cui saranno eseguiti i ripristini.

c) trattamento degli inerti

I materiali inerti prodotti, che in nessun caso potrebbero divenire suolo vegetale, saranno riutilizzati per il riempimento di terrapieni, di scavi, per la pavimentazione delle strade di servizio, eccetera. Non saranno create quantità di detriti incontrollate né saranno abbandonati materiali da costruzione o resti di escavazione in prossimità delle opere. Gli inerti eventualmente non utilizzati saranno conferiti alla discarica autorizzata per inerti più vicina o nel cantiere più vicino che ne faccia richiesta.

d) integrazione paesaggistica delle strutture

Al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e favorire la loro integrazione paesaggistica, saranno adottate le seguenti soluzioni:

- le rifiniture delle torri degli aerogeneratori saranno di colore bianco opaco;
- la disposizione scelta per gli aerogeneratori segue un allineamento abbastanza regolare che, come risulta da studi effettuati sull'impatto visivo di impianti di questo tipo, è la più gradita dagli osservatori;
- la spaziatura tra le turbine sarà minima di 3 volte il diametro, per evitare l'effetto selva;

- la scelta di utilizzare turbine moderne, ad alta efficienza e potenza, ridurrà il numero di turbine installate;
- saranno installati aerogeneratori a tre pale;
- le strade di collegamento dell'impianto con la rete viabile pubblica avranno la lunghezza minima possibile. Saranno realizzati nuovi tratti stradali esclusivamente dove vi sia l'assenza di viabilità esistente e solo se strettamente necessario;
- la larghezza della carreggiata utilizzata per i trasporti speciali sarà ridotta al minimo indispensabile per il successivo transito dei mezzi ordinari;
- i piazzali di pertinenza dell'impianto eolico determineranno la minima occupazione possibile del suolo e, dove possibile, interesseranno aree degradate o comunque suoli già degradati, evitando, fatte salve le esigenze di carattere puramente tecnico, l'impermeabilizzazione delle superfici;
- la struttura di fondazione delle torri (in cls armato) sarà annegata sotto il profilo del suolo;
- il cantiere occuperà la minima superficie di suolo, aggiuntiva a quella occupata dall'impianto, ed interesserà, ove possibile, aree degradate da recuperare o comunque suoli già alterati;
- saranno predisposti opportuni accorgimenti per evitare il dilavamento delle superfici del cantiere;
- durante la fase di cantiere saranno impiegati tutti gli accorgimenti tecnici possibili per ridurre la dispersione di polveri sia nel sito che nelle aree circostanti;
- sarà realizzato il massimo ripristino possibile della vegetazione eliminata durante la fase di cantiere e la restituzione alle condizioni iniziali delle aree interessate dall'opera non più necessarie alla fase di cantiere;
- la connessione alla rete elettrica nazionale avrà un'estensione minima, in quanto il sito in cui sarà realizzata la sottostazione elettrica è adiacente alla linea elettrica di AT, utilizzata per la connessione;
- al fine di eliminare i rischi di elettrocuzione e collisione, le linee elettriche saranno interrato ed interruttori e trasformatori saranno posti all'interno dell'aerogeneratore, in navicella o a base torre. La connessione alla rete elettrica nazionale avverrà all'interno di una sottostazione completamente recintata.

e) protezione di eventuali ritrovamenti di interesse archeologico

Non risulta che siano presenti beni archeologici nelle aree interessate dalle strutture dell'impianto, ma qualora, durante l'esecuzione dei lavori di costruzione del parco, si dovessero rinvenire resti archeologici, verrà tempestivamente informato l'ufficio della sovrintendenza competente per l'analisi archeologica.

3.9 Analisi dei costi e benefici

Il presente paragrafo analizza il rapporto tra i costi ed i benefici derivanti dalla realizzazione e dall'esercizio del Parco Eolico.

In particolare, l'analisi ha compreso l'individuazione e la valutazione degli aspetti economici del Progetto, in termini di costi e ricadute positive, e confrontando questi con gli effetti ambientali, positivi e negativi, conseguenti alla realizzazione del Progetto stesso.

3.9.1 Risorsa economica

Nel bilancio sono stati presi in considerazione gli aspetti della programmazione di settore, in particolare gli andamenti della produzione energetica e gli obiettivi della pianificazione energetica italiana.

Le ricadute economiche dirette ed indirette sul territorio, dovute alla realizzazione del parco eolico, saranno, nella fase di costruzione:

- pagamento dei diritti di superficie ai proprietari dei terreni, nell'area di intervento;
- benefici diretti conseguenti alla progettazione dell'impianto ed agli studi preliminari necessari per la verifica di produttività dell'area, di compatibilità ambientale, ecc.;
- coinvolgimento di imprese locali in :
 - *opere civili per la realizzazione di scavi, plinti di fondazione in c.a., strade di servizio;*
 - *opere elettromeccaniche per la realizzazione dell'impianto all'interno del parco eolico e per la connessione elettrica alla rete AT;*
 - *costruzione in officina e installazione in cantiere di torri tubolari;*
 - *costruzione pale del rotore da parte di imprese locali;*
 - *trasporti e movimentazione componenti di impianto.*

I benefici diretti e indiretti che si verificano nella fase operativa, ovvero, nella fase di gestione dell'impianto e alla fine di ogni ciclo di vita dell'impianto.

Fase operativa:

- benefici locali legati alla manutenzione annuale delle torri, del verde perimetrale e delle strade;
- assunzione di 2 tecnici per la gestione dell'impianto e per tutta la sua vita utile (25 anni);
- benefici locali legati ai canoni di affitto dei terreni su cui si collocano le strutture dell'impianto eolico;
- benefici connessi alle misure compensative a favore dei Comuni interessati;
- benefici legati all'attivazione di iniziative imprenditoriali locali che conciliano la produzione energetica con iniziative didattiche, divulgative e escursionistiche;

Fine ciclo:

- benefici diretti connessi al coinvolgimento di imprese locali per il ripristino della viabilità;
- benefici indiretti connessi all'ospitalità dei tecnici preposti al ripristino delle torri, ecc.;

- benefici diretti legati alla manutenzione straordinaria dell'elettrodotto, delle sottostazioni di trasformazione, ecc.;

3.9.2 Mancate emissioni in ambiente

I benefici che la realizzazione del Progetto comporterebbe sull'ambiente sono dovuti essenzialmente alla mancata emissione di gas con effetto serra, come di seguito illustrato.

La produzione di energia elettrica mediante combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e di gas serra. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile:

- CO2 (anidride carbonica): 321.3 g/kWh;
- SO2 (anidride solforosa): 2,5 g/kWh;
- NO2 (ossidi di azoto): 0,9 g/kWh.

Tra questi gas, il più rilevante è l'anidride carbonica (o biossido di carbonio), il cui progressivo incremento potrebbe contribuire all'effetto serra e quindi ai cambiamenti climatici da esso indotti.

L'IEA, l'Agenzia Internazionale per l'Energia dell'OECD, ha comunicato alcuni dati sulle emissioni globali di anidride carbonica nel 2011. Le emissioni globali continuano a crescere senza soluzione di continuità e ogni anno che passa diventa un record. Nel 2011 le emissioni globali di anidride carbonica, derivanti dall'uso di combustibili fossili, segnano un nuovo record di 31,6 miliardi di tonnellate, cioè un miliardo di tonnellate in più del 2010, che era stato l'anno record precedente, pari ad un incremento del 3,2% nello spazio di un solo anno.

Le emissioni provenienti dall'uso del carbone mantengono salda la loro posizione di testa con il 45% sul totale delle emissioni di gas serra, seguite da quelle del petrolio con il 35% e, infine, da quelle del gas naturale con il 20%.

L'Agenzia Europea per l'ambiente indica come al 2010 l'Italia era uno dei tre Paesi con le carte non in regola sulla strada che, dal 1990, ha portato ad una riduzione delle emissioni del 15,5% (il protocollo di Kyoto imponeva l'8%), che sono scese del 10,5% considerando l'Europa a 15. Di conseguenza, proprio Italia, Lussemburgo e Austria dovranno lavorare di più, scegliendo tra metodi alternativi, sfruttando meccanismi flessibili previsti dallo stesso protocollo, gli stessi che permettono per esempio di acquisire crediti con progetti in Paesi in via di sviluppo.

Per completezza, si riportano le parole menzionate in una nota ufficiale dell'Agenzia:

“Nel complesso, le emissioni all’interno dell’UE sono diminuite del 15,5 %. Le emissioni dell’UE-15 sono state inferiori rispetto ai livelli dell’anno di riferimento, attestandosi a una percentuale del 10,7%, che è nettamente più bassa dell’obiettivo collettivo di riduzione fissato all’8% per il periodo compreso tra il 2008 e il 2012. Tuttavia, dei 15 Stati membri dell’UE accomunati da un impegno comune assunto nel quadro del protocollo di Kyoto (UE-15), alla fine del 2010 l’Austria, l’Italia e il Lussemburgo non erano ancora riuscite a realizzare gli obiettivi previsti dal protocollo”.

Inoltre, sempre secondo quelle che sono state le prime stime per il 2010, si è riscontrato “un incremento del 2,4% delle emissioni di gas a effetto serra nell’UE rispetto al 2009 (con un margine di errore pari a +/- lo 0,3 %), dovuto alla ripresa economica verificatasi in molti paesi, nonché a un maggiore fabbisogno di riscaldamento generato da un inverno più rigido.

Tuttavia, il passaggio dal carbone al gas naturale e la crescita sostenuta della produzione di energie rinnovabili hanno consentito di arginare l’aumento di queste emissioni”.

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa **133600 MWh annui (lorda)**, possa **evitare l’emissione di circa 42.926 ton/anno di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l’emissione di **334 ton/anno di SO₂** e **120 ton/anno di NO₂** ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Nell’ambito della strategia europea per la promozione di una crescita economica sostenibile, lo sviluppo delle fonti rinnovabili rappresenta un obiettivo prioritario per tutti gli Stati membri.

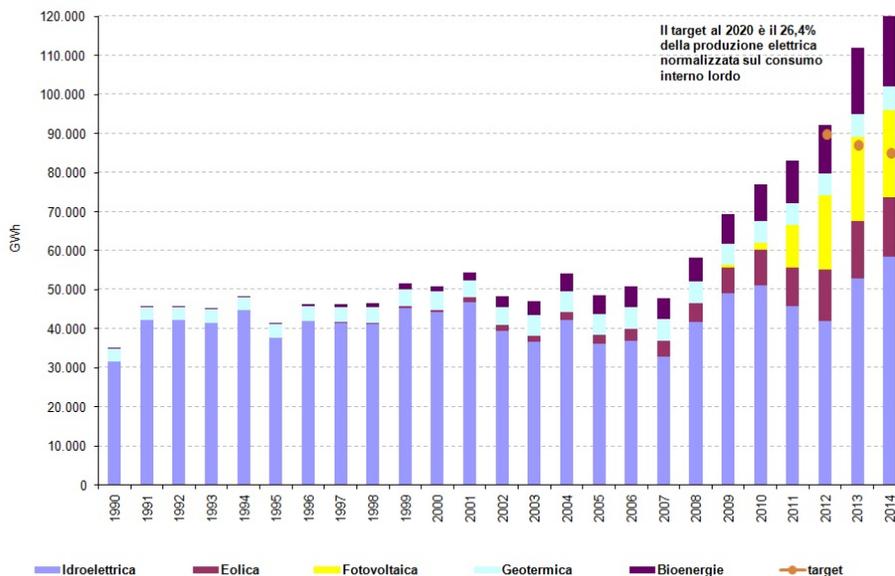
Secondo quanto stabilito dalla direttiva 2009/28/CE, nel 2020 l’Italia avrebbe dovuto coprire il 17% dei consumi finali di energia mediante fonti rinnovabili. In realtà tale obiettivo è stato già raggiunto nel 2016 con 5 anni di anticipo.

Nel nuovo documento sulla Strategia Energetica Nazionale pubblicate dal Ministero dell’Ambiente in data 12 giugno 2017 e in consultazione pubblica fino al 30 settembre 2017, sono indicate le seguenti priorità di azione:

- 1) Migliorare la competitività del paese riducendo il prezzo dell’energia e soprattutto il gap di costo rispetto agli altri paesi dell’UE.*
- 2) Raggiungere gli obiettivi ambientali e di de-carbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, ma anche nel COP21*
- 3) Migliorare la sicurezza di approvvigionamento e di conseguenza flessibilità e sicurezza delle infrastrutture*

In tutti gli scenari previsti nella SEN sia di base che di policy, intesi in ogni caso come supporto alle decisioni, si prevede un aumento di consumi di energia da fonte rinnovabile al 2030 mai inferiore al 24% (rispetto al 17,5% registrato del 2016).

Passando al caso specifico è indubbio inoltre che, come ribadito in più punti nello stesso SEN, la realizzazione di un impianto eolico di grossa taglia, del tipo di quello proposto, possa contribuire al raggiungimento degli obiettivi proposti. Vediamo in sintesi come nei paragrafi successivi.



Fonte: Elaborazione ISPRA su dati TERNA S.p.A.

Fig. 3 - Produzione lorda di energia da fonti energetiche rinnovabili in equivalente fossile sostituito

Foggia, Gennaio 2020

Il Coordinatore
Arch. Antonio Demaio