

IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA  
"SAN PANCRAZIO TORREVECCHIA" DI POTENZA PARI A 34,50 MW

REGIONE PUGLIA  
PROVINCIA di BRINDISI  
COMUNE di SAN PANCRAZIO SALENTINO  
Località: Masserie Corte Finocchio, Torre Vecchia e Campone  
OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI: San Pancrazio S. (BR) Erchie (BR) ed Avetrana (TA)

PROGETTO DEFINITIVO  
ID\_VIP 3952  
Procedura VIA ex D.Lgs 152/2006 e s.m.i.

Tav.:	Titolo:
Par.01	<b>DOCUMENTAZIONE INTEGRATIVA RICHIESTA dal MATTM (CT VIA-VAS) lett. prot. CTVA.REGISTRO UFFICIALE.U.0001900.18-05-2018</b>

Scala:	Formato Stampa:	Codice Identificatore Elaborato
N.A.	A4	ID_VIP3952_Doc_Integrativa_Par.01

Progettazione:	Committente:
<p><b>STC S.r.l.</b></p>  <p>Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce Tel. +39 0832 1796355 studiocalcarella@gmail.com - fabio.calcarella@gmail.com Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA</p> 	<p><b>TOZZIgreen</b></p> <p>Via Brigata Ebraica, 50 - 48123 Mezzano (RA) Tel. +39 0544 525311 - Fax +39 0544 525319 pec: tozzi.re@legalmail.it - www.tozziholding.com</p>

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
25 giugno 2018	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	TOZZI GREEN S.p.a.

## Sommario

Premessa.....	2
1. DESCRIZIONE DI SOLUZIONE ALTERNATIVE PROGETTUALI .....	3
2. MONITORAGGIO DEGLI IMPATTI IN FASE DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO ...	15
3. STATO ATTUALE DELL'AMBIENTE E SUA POSSIBILE EVOLUZIONE IN CASO DI MANCATA ATTUAZIONE DEL PROGETTO.....	16
4. VALUTAZIONE DEI RISCHI ASSOCIATI AD INCIDENTI O CALAMITA' E DESCRIZIONE DEI RELATIVI RISCHI AMBIENTALI.....	20
5. PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI .....	29
6. CONTRODEDUZIONI AD OSSERVAZIONI DI AMMINISTRAZIONI E PRIVATI....	36
7. OBIETTIVI REGIONALI FER (BURDEN SHARING) E SEN .....	37
8. ANALISI COSTI BENEFICI .....	42
9. ITER AUTORIZZATIVO ADOTTATO.....	52
10. INTEGRAZIONE STUDIO DI IMPATTO VISIVO E PAESAGGISTICO.....	54
11. PIANO DI MONITORAGGIO AVIFAUNA .....	55
12. IMPATTI IN FASE DI REALIZZAZIONE DELL'OPERA .....	56
13. OPERE DI DISMISSIONE .....	100

**PREMESSA**

Nell'ambito della Procedura di Valutazione di Impatto Ambientale ai sensi della D.lgs. 152/2006 e s.m.i. dell'impianto di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile eolica denominato "Parco Eolico San Pancrazio Torrevecchia" nel Comune di San Pancrazio Salentino (BR) e relative opere di connessione nei Comuni di Avetrana (TA) ed Erchie (BR), proponente Tozzi Green S.p.a., il Presidente della Commissione Tecnica di Verifica di Impatto Ambientale – VIA e VAS del Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (MATTM) ha fatto richiesta di integrazioni ed approfondimenti con nota prot. 1900 del 18/05/2018, acquisita in pari data al prot.n.11532/DVA dalla Direzione Generale per le Valutazioni e le Autorizzazioni Ambientali dello stesso MATTM.

Il presente documento e gli elaborati allegati costituiscono puntuale riscontro alla nota di cui sopra. Per facilità di lettura all'inizio di ciascun paragrafo è stata riportata testualmente (corsivo neretto) l'oggetto di richiesta di integrazioni.

## 1. DESCRIZIONE DI SOLUZIONE ALTERNATIVE PROGETTUALI

### *1.a Una descrizione delle alternative ragionevoli, adeguate al progetto e alle sue caratteristiche specifiche, compresa l'alternativa zero.*

In questo paragrafo vengono prese in esame delle alternative ragionevoli al progetto, ivi compreso l'Alternativa Zero, motivando nel contempo la scelta proposta ovvero la realizzazione di un impianto eolico di grossa taglia con aerogeneratori di ultima generazione di classe 3 MW.

#### *1.0.1.1 Alternativa zero*

L'opzione zero consiste nel rinunciare alla realizzazione del Progetto, non generando alcun tipo di impatto potenziale ed in particolare paesaggistico e sul suolo; le aree a seminativo utilizzate per la realizzazione dell'impianto rimarrebbero ad uso esclusivo agricolo.

Gli altri impatti potenziali sono sostanzialmente trascurabili dal momento che:

- gli edifici rurali abitati sono sufficientemente lontani dagli aerogeneratori previsti in progetto e quindi l'impatto acustico potenzialmente generato dal parco eolico è irrilevante;
- l'impatto potenziale sull'avifauna è limitato poiché l'area di intervento dista circa 10 km dalle aree umide tipicamente frequentate dall'avifauna stanziale e migratoria;
- l'impatto potenziale sulla fauna non è particolarmente rilevante nella fase di esercizio. Un disturbo (reversibile) è possibile nella fase di costruzione dell'impianto
- l'impatto elettromagnetico potenzialmente prodotto dalle linee elettriche interrato e dalla SSE elettrica resta limitato in ambiti molto ristretti e comunque in aree (agricole) in cui non si prevede la presenza umana continuativa;
- l'impatto potenziale sulla flora è limitato (tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo).

D'altra parte Alternativa zero, significherebbe rinunciare ai vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto:

- 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, è stato approvato dai Ministri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente con Decreto del 10 novembre 2017, e che prevede, la de-carbonizzazione al 2030, ovvero la dismissione entro tale data di tutte le centrali termoelettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, segnando tra gli obiettivi prioritari un ulteriore incremento di produzione da fonte rinnovabile;

- 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; nella fase di esercizio, il corrispettivo dovuto ai proprietari terrieri per la disponibilità delle porzioni di suolo in cui le opere vengono insediate fornisce un reddito aggiuntivo che può essere utilizzato per implementare l'attività agricola e rilanciarla con nuovi investimenti;
- 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) accettabile e soprattutto completamente reversibile.

#### ***Alternative tecnologiche e localizzative***

##### ***1.0.1.2 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 utilizzando 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 200-1.000 kW, diametro del rotore da 30 a 70 m, altezza del mozzo variabile tra 40 e 80 m;
- macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.500-4.000 kW, diametro del rotore superiore a 80 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 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 170-250 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 con impianti di media taglia.

Supponendo di utilizzare macchine con potenza di 1.000 kW, che costituisce una tipica taglia commerciale per aerogeneratori di taglia media, verifichiamo innanzi tutto che se ne dovrebbero installare 35 anziché 10 per poter raggiungere la potenza installata prevista in progetto (34,5 MW). Tuttavia riteniamo che il vero punto di confronto non sia la potenza installata ma l'energia prodotta.

Come ampiamente argomentato nell'Analisi di Producibilità di progetto, in base alla caratteristiche degli aerogeneratori (curva di potenza, altezza mozzo) e alle caratteristiche anemologiche dell'area i 10 aerogeneratori Vestas V136/3,45 MW producono complessivamente circa 104 GWh di energia ogni anno, corrispondenti a poco più di 3.000 ore equivalenti.

Aerogeneratori di media taglia tipo Leitwind LT77/1 MW installati su torre tubolare di altezza pari a 65 m, pur essendo macchine estremamente performanti non supererebbero nelle condizioni anemologiche di San Pancrazio le 1.900 ore equivalenti/anno, che corrispondono, trattandosi di macchine da 1 MW, a 1.900 MWh per aerogeneratore. Pertanto per raggiungere la produzione di 104 GWh/anno il parco eolico dovrebbe essere costituito da 55 macchine da 1 MW.

Cerchiamo ora sinteticamente di confrontare gli impatti potenziali prodotti da due impianti, ovvero:

- impianto (in progetto) con 10 aerogeneratori di grossa taglia, potenza unitaria 3,45 MW, installati su torre tubolare di altezza pari a 132 m, con rotore di diametro pari a 136 m, potenza complessiva 34,5 MW. Produzione complessiva attesa 104 GWh/anno circa.
- impianto con 55 aerogeneratori di media taglia, potenza unitaria 1 MW, installati su torre tubolare di altezza pari a 65 m, con rotore di diametro pari a 77 m, potenza complessiva 55 MW. Produzione complessiva attesa 104 GWh/anno circa.

### **Impatto visivo**

Per quantificare l'impatto visivo prodotto dagli aerogeneratori facciamo riferimento alla formula euristica proposta dalle Linee Guida per la progettazione di impianti eolici della Regione Toscana, in cui si individua come area di impatto, l'inviluppo dell'area che si estende sino a 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori.

Nei due casi in esame abbiamo

	<b>Altezza TIP</b>	<b>Limite impatto (50 volte altezza TIP)</b>	<b>Area di impatto visivo</b>

10 WTG grossa taglia	132+68= 200 m	10.000 m	398 kmq
55 WTG media taglia	65+38,5= 103,5 m	5.175 m	232 kmq

Nelle due figure che seguono si riportano le due aree di potenziale impatto visivo.

L'area di potenziale impatto visivo è 1,7 volte maggiore per gli aerogeneratori di grossa taglia, in relazione alla loro maggiore altezza.

Tuttavia in termini di impatto visivo non possiamo non notare che la presenza di 55 aerogeneratori anziché 10, produce un impatto visivo maggiore nelle aree immediatamente contermini all'impianto (in un intorno di 3-4 km dagli aerogeneratori), e l'ampiezza del fronte visivo è notevolmente maggiore: guardando da sud in direzione nord (o viceversa) il fronte visivo dell'impianto con 55 aerogeneratori di media taglia è di circa 6,5 km circa, di contro quello con 10 aerogeneratori di grande taglia è di 3,3 km.

Possiamo pertanto concludere che seppure il bacino di visibilità dell'impianto è più piccolo, poiché gli aerogeneratori di media taglia sono più bassi, l'impatto visivo prodotto da 55 aerogeneratori è a nostro avviso sicuramente maggiore di quello prodotto da soli 10 aerogeneratori.



*Area di potenziale impatto visivo (intorno di 10 km) per 10 WTG di grossa taglia*



*Area di potenziale impatto visivo (intorno di 5,175 km) per 55 WTG di media taglia*



### Uso del suolo

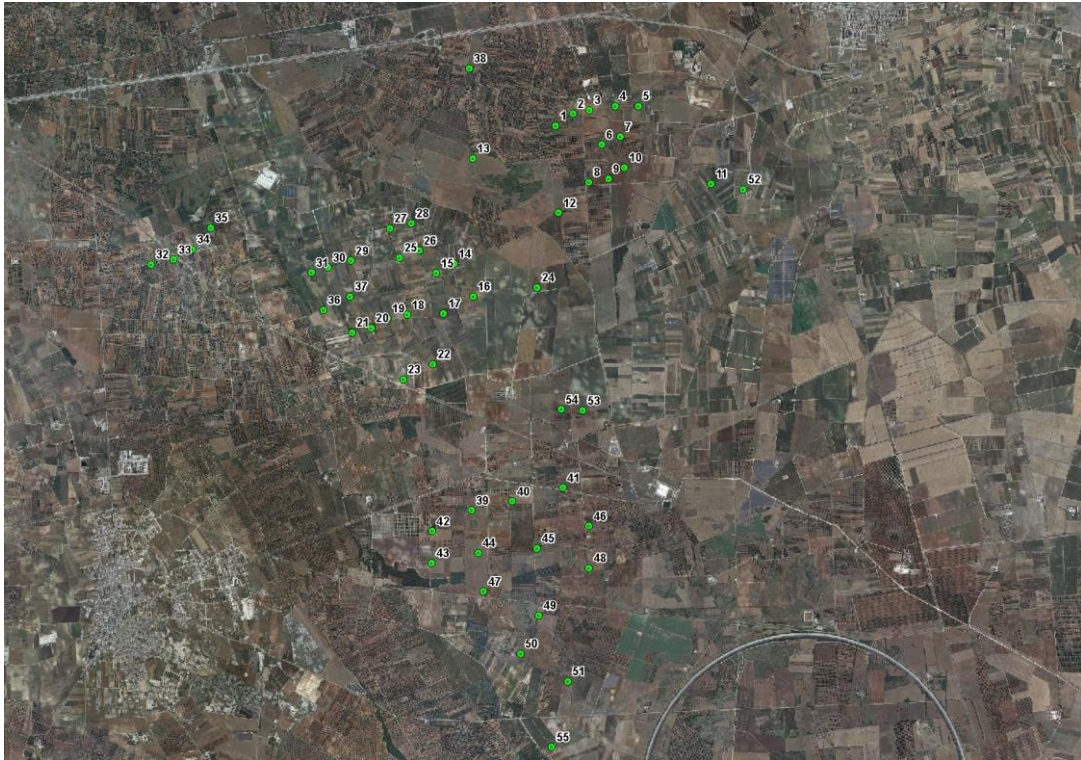
Nel posizionamento dei 55 aerogeneratori si è posta attenzione a utilizzare esclusivamente aree a seminativo (così come i 10 aerogeneratori in progetto) allo scopo di evitare di invadere aree a uliveto e vigneto che rappresentano le colture tipiche dell'area. Inoltre il posizionamento è stato fatto nel rispetto dei vincoli del PPTR e rispettando la regola di distanziare di 3d gli aerogeneratori su una stessa fila e di 5d gli aerogeneratori su file diverse (d è il diametro del rotore). Stesse regole sono state utilizzate per il posizionamento delle 10 macchine in progetto.

In termini quantitativi l'occupazione di territorio è il seguente

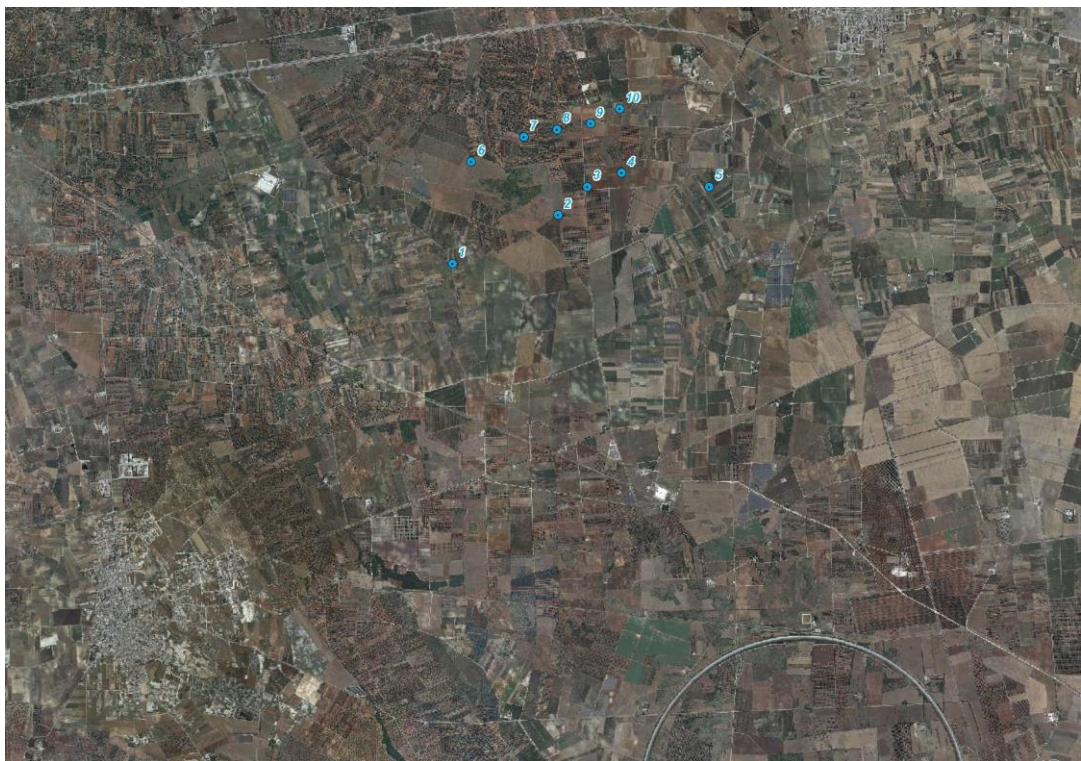
	Area plinto	Piazzole (fase di esercizio)	Piste (fase di esercizio)	SSE	TOTALE
<b>10 WTG grossa taglia</b>	10 x 314= 3.140 mq	10 x (25x30)= 7.500 mq	1.900 x 4=7.600 mq	1.050 mq	2,4 ha
<b>55 WTG media taglia</b>	55 x150 mq= 8.250 mq	55 x (20x20)= 22.000 mq	55 x (250 x 4)= 55.000 mq	1.050 mq	8,6 ha

Pertanto l'occupazione del territorio nel caso di impianto di media taglia è circa 3,5 volte maggiore. Bisogna poi considerare che la costruzione di 55 aerogeneratori ha un maggiore impatto sul suolo e sugli elementi caratteristici del paesaggio agrario (muretti a secco) nella fase di cantiere per la realizzazione di piste per permettere il passaggio dei mezzi speciali che trasportano i componenti di impianto.

Dalle due ortofoto sotto riportate, con stesso inquadramento, è evidente quanto maggiore sia il consumo di territorio, sotto tutti i punti di vista, nel caso si consideri l'installazione di 55 aerogeneratori seppure di taglia media. Peraltro l'installazione di 55 aerogeneratori è estesa su tre territori comunali (San Pancrazio S., Erchie, Avetrana).



*Lay-out 55 aerogeneratori di media taglia*



*Lay-out 10 aerogeneratori di grossa taglia*

### **Impatto su flora fauna ed ecosistema**

Nel caso in cui si consideri l'installazione di 55 aerogeneratori di media taglia è evidente che il maggiore utilizzo del suolo e comunque la presenza di aerogeneratori su un'area molto più ampia accentua l'impatto su fauna e flora.

E' altrettanto evidente che la presenza di un maggior numero di aerogeneratori genera un maggiore effetto barriera sull'avifauna anche in considerazione del fatto che gli aerogeneratori sono più vicini tra loro.

Pertanto anche in termini di impatto su flora e fauna l'installazione di 55 aerogeneratori genera un maggiore impatto.

### **Impatto acustico**

In entrambi i casi presi in considerazione l'impatto acustico è mitigato da una opportuna distanza dagli edifici rurali abitati. Tuttavia non possiamo non notare che l'installazione di 55 aerogeneratori comunque genera complessivamente un'area interessata dall'impatto (rumore) maggiore che non nel caso dell'installazione di 10 aerogeneratori.

### **Costo dell'impianto**

Dal Computo Metrico di progetto si evince un costo di realizzazione dell'impianto costituito da 10 aerogeneratori di grande taglia di 1.170 k€/MW.

Tale costo dovrà essere maggiorato, in termini percentuali del 8-10%, nel caso di installazione di 55 aerogeneratori di media taglia, per i seguenti motivi:

- maggiore lunghezza dei cavidotti;
- maggior costo del trasformatore MT/AT in SSE (taglia 55 MW anziché 35 MW)
- maggior costo delle strade di cantiere
- maggiori costi nei ripristini
- maggiore costo per la realizzazione dei plinti di fondazione

### **Conclusioni**

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

1. L'utilizzo del territorio aumenta sia per la realizzazione delle piazzole sia per la realizzazione delle piste di accesso agli aerogeneratori, con conseguenti maggiori disturbi su flora, fauna, consumo di terreno agricolo, impatto su elementi caratteristici del paesaggio agrario (muretti a secco);
2. Il numero maggiore di aerogeneratori sicuramente comporta la possibilità di coinvolgere un numero maggiore di ricettori sensibili al rumore prodotto dalla rotazione delle pale degli aerogeneratori;
3. Trattandosi di un'area pianeggiante la disposizione sarebbe a cluster con aerogeneratori più vicini poiché dotati di rotor più piccoli. Potrebbe pertanto verificarsi un maggiore impatto visivo prodotto dal cosiddetto *effetto selva*.

Sottolineiamo inoltre che gli aerogeneratori di media taglia hanno comunque altezze considerevoli (65 metri circa) e rotori con diametri non trascurabili (77-80 m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile;

4. Il maggior numero di aerogeneratori produce comunque un maggiore impatto su flora, fauna e avifauna
5. La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori produce maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.
6. La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori seppure di taglia più piccola ha un maggiore costo di realizzazione dell'impianto.

Possiamo pertanto concludere che l'alternativa tecnologica di utilizzare aerogeneratori di media taglia invece di quelli di grossa taglia previsti in progetto, a parità di energia prodotta, aumenta tangibilmente gli impatti.

### 1.0.1.3 Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

Un'altra alternativa tecnologica potrebbe essere quella di realizzare un impianto fotovoltaico. Anche in questo caso l'alternativa va considerata in relazione all'energia prodotta.

Alla latitudine della Puglia Meridionale l'irraggiamento è tale che un impianto con pannelli fissi opportunamente orientati e inclinati produce circa 1.600 kWh/anno per ogni MW installato. Pertanto per avere una produzione di 104 GWh così come 10 aerogeneratori di grossa taglia del tipo in progetto, è necessario installare 65 MW di pannelli fotovoltaici fissi.

Ciò vuol dire una occupazione territoriale di circa 104 ha, considerando pannelli di ultima generazione con potenza unitaria superiore a 300 W, per i quali possiamo considerare un'incidenza di 1,6 ha/MW.

Di seguito le principali differenze in termini di impatto ambientale. Tra le due alternative di progetto.

**Impatto visivo.** L'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico è di gran lunga maggiore, sebbene un impianto fotovoltaico di estensione pari a 104 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 104 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 reversibili in un periodo di tempo più lungo, rispetto a quelli prodotti da un eolico.

**Uso del suolo.** L'occupazione territoriale complessiva dell'impianto eolico in fase di esercizio è di circa 2 ettari, contro i 104 ettari previsti per l'eventuale installazione dell'impianto fotovoltaico. Peraltro è molto difficile nell'area considerata (San Pancrazio e comuni limitrofi) trovare un'area di tale dimensione libera da colture tipiche (uliveti e vigneti) oltre che da vincoli.

**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.

#### **Costo di costruzione**

Il costo di costruzione del Parco eolico è computato in circa 40 milioni di euro (1.170 k€/MW), il costo di costruzione di un impianto fotovoltaico da 65 MW è stimato in circa 58,5 milioni di euro (900 k€/MW).

In definitiva possiamo concludere che:

- a. A parità di potenza installata l'impianto eolico produce il doppio con un costo MW *solo* 1,3 volte maggiore 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 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.

#### *1.0.1.4 Alternativa localizzativa*

Per quanto attiene all'area in cui è localizzato l'impianto osserviamo che esso presenta le seguenti caratteristiche:

- 1) E' lontano dalla costa (11 km circa)
- 2) Gli aerogeneratori distano almeno 500 m da edifici rurali abitati
- 3) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico
- 4) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR
- 5) Ai sensi di quanto riportato nella tavola 3.2.7.b dell'Elaborato 5.10 Schede degli Ambiti Paesaggistici – Tavoliere Salentino l'area di progetto ricade in una zona classificabile di valenza ecologica "bassa/nulla" o al più "medio/bassa".
- 6) L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- 7) Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali
- 8) L'area dista solo due chilometri da una importante infrastruttura elettrica (SE TERNA di Erchie), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Riteniamo evidente che difficilmente possono essere trovate aree con caratteristiche di idoneità tali e pertanto risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

#### *1.0.1.5 Motivazione della soluzione progettuale prescelta*

In aggiunta a quanto affermato nell'analisi delle alternative di progetto si sottolinea che nel progetto in esame, coerentemente con la normativa di riferimento di settore, si è previsto l'utilizzo di macchine di grande taglia, aumentando la resa energetica con minore superficie di

territorio occupato. E' importante evidenziare che lo stesso D.M. 10/09/2010 "*Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili*", suggerisce l'utilizzo di turbine di dimensioni maggiori; l'allegato 4 "*Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio*" del citato D.M. al punto m) del paragrafo "3.1 *Analisi dell'inserimento nel paesaggio*" afferma che "*sarebbe opportuno inserire le macchine in modo da evitare l'effetto di eccessivo affollamento da significativi punti visuali; tale riduzione si può anche ottenere aumentando, a parità di potenza complessiva, la potenza unitaria delle macchine e quindi la loro dimensione, riducendone contestualmente il numero.*"

Si vuole sottolineare, inoltre, che l'evoluzione tecnologica nell'ambito degli aerogeneratori ha prodotto macchine che, a fronte di un lieve incremento di dimensioni, presentano prestazioni, anche ambientali, di gran lunga migliori.

Gli aerogeneratori di progetto, in relazione alle condizioni anemologiche e anemometriche rilevate, si stima possano produrre (in media, per singolo aerogeneratore) almeno 10,4 GWh/anno, e quindi avere complessivamente una produzione di 104 GWh/anno per l'intero parco eolico. Per avere un'idea del quantitativo di energia prodotta essa corrisponde al fabbisogno medio annuo di 38.500 famiglie composte da 4 persone.

Per quanto riguarda la localizzazione degli aerogeneratori, questi sono stati distribuiti su due file, le file hanno una distanza maggiore di 5d, mentre gli aerogeneratori su una stessa fila distano almeno 3d (d= 136 m, diametro rotore). Questo posizionamento permette di ridurre l'effetto scia prodotto dagli aerogeneratori sopra vento nei confronti di quelli sotto vento e nel contempo di contenere le posizioni degli aerogeneratori in un'area relativamente limitata.

**2. MONITORAGGIO DEGLI IMPATTI IN FASE DI COSTRUZIONE ED ESERCIZIO**

*1.b L'esplicitazione della descrizione delle responsabilità e risorse necessarie per la realizzazione del monitoraggio (Art. 22, comma 3, lettera c D.lgs 152/2006).*

In relazione a questo punto si veda il Piano di Monitoraggio allegato.



### **3. STATO ATTUALE DELL'AMBIENTE E SUA POSSIBILE EVOLUZIONE IN CASO DI MANCATA ATTUAZIONE DEL PROGETTO**

*1.c La descrizione dello stato attuale dell'ambiente (scenario base) e della sua probabile evoluzione in caso di mancata attuazione del progetto*

#### **Scenario di base**

L'intera opera (plinti di fondazione, piazzole, strade di nuova realizzazione e viabilità da adeguare, cavidotti interrati, SSE elettrica di trasformazione e connessione) interesserà un'area ricadente nei Comuni di:

- San Pancrazio Salentino - BR (per l'ubicazione di tutti gli aerogeneratori);
- San Pancrazio Salentino - BR, Avetrana - TA, Erchie - BR (per il cavidotto);
- Erchie – BR (per la SSE che occupa un'area di circa 1.050 mq).

L'area di intervento è stata individuata in una porzione di territorio nel comune di San Pancrazio Salentino, tra i centri abitati di San Pancrazio (a est), Avetrana (a sud), Manduria (a ovest), Erchie (a nord), a 11 km dalla costa ionica, area tipicamente agricola che si è ritenuta con caratteristiche tecniche ed ambientali idonee all'installazione di un parco eolico.

Per affermarne l'idoneità è stata innanzi tutto verificata la compatibilità dell'area di intervento rispetto ai principali strumenti di pianificazione territoriale, ovvero:

1. PPTR Regione Puglia;
2. PRG di San Pancrazio Salentino;
3. PRG di Erchie;
4. PTCP della Provincia di Brindisi;
5. Pericolosità idraulica così come individuate dalla cartografia ufficiale del Piano di Assetto Idrogeologico (PAI) della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
6. Pericolosità geomorfologica così come individuata dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
7. Rischio geomorfologico così come individuato dalla cartografia ufficiale del PAI della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
8. Carta Idrogeomorfologica della Autorità di Bacino della Regione Puglia;
9. Piano Faunistico Venatorio delle provincia di Brindisi;
10. SIC, ZPS, IBA, Parchi Regionali, Zone Ramsar e altre aree protette individuate nella cartografia ufficiale dell'Ufficio Parchi della Regione Puglia;
11. Vincoli e segnalazioni architettoniche e archeologiche;
12. Coni visuali così come definiti nel R.R. 24/2010;
13. Aree non idonee FER così come definite nel R.R. 24/2010;

14. Piano di Tutela delle Acque;

15. Aree perimetrare dal Piano Regionale Attività Estrattive (PRAE).

L'impianto sarà collocato ad opportuna distanza dai centri abitati, in particolare:

- 1,5 km a nord-est San Pancrazio Salentino (Zona Ind.le) – BR;
- 2,4 km a nord-est San Pancrazio Salentino (Centro abitato) – BR
- 4,5 km a nord-ovest Erchie (BR);
- 4,5 km a sud-ovest Avetrana (TA);
- 9,7 km a sud località Punta Prosciutto nel Comune di Porto Cesareo (LE);
- 10,5 km a ovest Manduria (TA);
- 11 km a est Guagnano (LE).

L'Area di Intervento è delimitata:

- a nord dalla SS7 ter da cui dista 1 km circa;
- a ovest dal confine comunale San Pancrazio (BR) / Erchie (BR)
- a sud dal confine comunale e provinciale San Pancrazio / Avetrana, da un tratto della SP 144, da un tratto della SP 65, dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Salice Sal.no (LE)
- a est dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Salice Sal.no (LE) e dal confine comunale e provinciale San Pancrazio (BR) / Guagnano (LE).

Il PPTR perimetra l'area di intervento come appartenente all'Ambito Paesaggistico del Tavoliere Salentino al limite della Figura Territoriale del *Terra di Arneo* e al confine dell'*Ambito Campagna Brindisina*. Di fatto essa presenta i caratteri tipici della campagna salentina comuni a molte zone dell'entroterra della Provincia di Lecce (campagna a mosaico del Salento centrale). Lo stesso PPTR definisce l'area di *Valenza Ecologica Bassa o Nulla*.

L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco. Questo paesaggio è il risultato di una centenaria attività di antropizzazione che ha fortemente modificato la fisionomia originaria del territorio, caratterizzandolo, fra l'altro, con numerosi segni antropici: muretti a secco, pozzi e cisterne, masserie. All'interno dell'area di intervento è presente una zona a macchia di tipo relittuale non interessata direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Lungo i muretti a secco spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

L'area di installazione degli aerogeneratori 2-3-4-6-7-8-9 compresa tra le SP 144 e SP 65 della Provincia di Brindisi è caratterizzata da uliveti che si alternano a seminativi, mentre i vigneti sono quasi del tutto assenti.

L'area di installazione dell'aerogeneratore 1 (a ovest della SP 144) e l'area di installazione dell'aerogeneratore 5 (a est della SP 65) sono invece caratterizzate da vigneti che si alternano a seminativi.

Ad ogni modo tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti. Solo un paio di muretti a secco e per un breve tratto di ampiezza sono interessati dalla viabilità di progetto.

Gli edifici rurali abitati sono rappresentati essenzialmente dalle Masserie che sorgono nell'intorno dell'Area di Intervento.

In definitiva si tratta di un'area pressoché del tutto antropizzata dal punto di vista agricolo non dissimile a gran parte della campagna salentina.

### **Probabile evoluzione futura dell'ambiente**

Nel caso in cui l'impianto non fosse realizzato non si prevedono particolari evoluzioni dell'ambiente, diverse dallo sfruttamento agricolo.

Le aree su cui è prevista l'installazione degli aerogeneratori sono tutte a seminativo e lo sono da almeno qualche decennio. Riteniamo che difficilmente saranno convertite in uliveti anche per la presenza nell'area della nota epidemia di *xylella fastidiosa*.

La conversione dei terreni a seminativo in vigneto riteniamo sia possibile per le aree interessate dagli aerogeneratori 1 e 5, molto difficile per le aree in cui ricadono tutti gli altri aerogeneratori poiché questi terreni non sono adatti per questo tipo di coltura.

Per quanto attiene gli insediamenti rurali (masserie) nell'immediato intorno dell'area di impianto, osserviamo quanto segue.

Le masserie in un intorno di circa 2 km dall'impianto eolico, sono le seguenti ed hanno attualmente la destinazione d'uso indicata.

- 1) Masseria Morigine: abitazione privata
- 2) Masseria Torrevecchia: agriturismo
- 3) Masseria Montefusco: abbandonata - rudere
- 4) Masseria Marcianti: abitazione privata
- 5) Masseria Sant'Angelo: abitazione privata
- 6) Masseria Lo Sole: abitazione privata
- 7) Masseria Cicirella: abitazione privata
- 8) Masseria Frassanito: abbandonata – rudere
- 9) Masseria Centonze: abitazione privata
- 10) Masseria Ciurli: abbandonata – rudere

In sintesi abbiamo 6 abitazioni private, 1 agriturismo, 3 masserie abbandonate.

Tutte le masserie distano almeno 600 m dalle torri eoliche e questa distanza le preserva dall'impatto acustico prodotto dalle pale che fendono l'aria.

Riteniamo pertanto che la loro destinazione d'uso continuerà ad essere quella di civile abitazione, sempre correlata con la gestione dell'attività agricola nei dintorni.

E' possibile che alcune delle tre masserie attualmente in stato di abbandono possano essere recuperate e adibite ad abitazioni private o strutture ricettive (agriturismo). E' evidente, comunque, che la realizzazione del Parco Eolico non costituisce un ostacolo al loro recupero strutturale e funzionale.

Appare difficile la realizzazione di nuove edifici rurali anche in relazione alla normativa edilizia (PRG di San Pancrazio Salentino), che limita notevolmente la costruzione di nuovi edifici nell'area.

**In sintesi, in caso di mancata realizzazione del parco eolico in progetto, non si prevedono evoluzioni particolari dell'area. Continuerà l'attuale sfruttamento agricolo dei terreni e l'attuale utilizzo delle abitazioni rurali (masserie). E' improbabile la conversione in strutture ricettive (agriturismo) delle masserie.**

#### **4. VALUTAZIONE DEI RISCHI ASSOCIATI AD INCIDENTI O CALAMITA' E DESCRIZIONE DEI RELATIVI RISCHI AMBIENTALI**

In questo paragrafo si dà risposta a due punti della Richiesta di Integrazioni specificata in premessa.

##### ***1.d Il riferimento alla valutazione dei rischi associati a incidenti o calamità***

***1.f La descrizione degli impatti ambientali derivanti dalla vulnerabilità del progetto ai rischi di gravi incidenti e/o calamità.***

Gli incidenti o calamità che possono generare potenziali rischi per la presenza di un parco eolico in un'area sono:

- 1) Fulminazioni
- 2) Incendi
- 3) Trombe d'aria e raffiche di vento di particolare intensità
- 4) Sisma
- 5) Distacco accidentale di elementi rotanti

Di seguito, con riferimento al Parco Eolico San Pancrazio Torrevecchia in progetto, per ognuno di questi eventi verrà analizzata la probabilità di accadimento e la probabilità che produca danni per l'ambiente circostante.

##### **Fulminazioni – valutazione del rischio di incidenti**

La notevole altezza delle turbine eoliche, insieme alla loro collocazione in un'area isolata, lo espone alle possibili conseguenze di sovratensioni e sovracorrenti generate dalle scariche dei fulmini. Correnti impulsive generate da un fulmine (correnti di fulmine) di 100-200 kA tenderanno a scaricarsi sul sistema pale- navicella- torre tubolare e anche sulla rete elettrica a cui è connesso l'impianto.

Gli aerogeneratori Vestas V136-3.45 MW previsti in progetto come tutti gli aerogeneratori Vestas sono equipaggiati con un sistema di protezione dalle fulminazioni allo scopo di minimizzare i danni sui componenti meccanici, sul sistema elettrico e sul sistema di controllo della macchina.

Per evitare danni alle turbine e all'intera struttura, le torri eoliche dovranno essere dotate di un apposito sistema di protezione dai fulmini e sovraccarichi, capace di attrarre i fulmini ma scaricarne e disperderne l'energia a terra.

In particolare il sistema di protezione esterna è realizzato in modo da convogliare la corrente di fulmine verso la rete di terra realizzata nel terreno a base torre. Fanno parte di questo sistema i captatori metallici presenti all'interno delle pale e l'asta installata sulla sommità della navicella.

Il sistema di protezione dalle scariche atmosferiche è classificato come *Livello di Protezione 1* (il più alto) ai sensi della Norma IEC 61400-24:2010. In conformità a quanto previsto per questa categoria di sistemi di protezione l'aerogeneratore può sopportare correnti di fulmine sino a 200 kA, senza subire particolari danni.

Ai sensi della Norma CEI 81-1 il numero medio di fulminazioni anno nell'area è di 2,5 fulmini/anno kmq. In generale attesa la conformazione dell'aerogeneratore è possibile che questo attragga un certo numero di fulmini durante la sua vita utile. Se l'aerogeneratore riesce a scaricare a terra la corrente di fulmine senza subire danni, esso continua il suo normale funzionamento. Se però uno qualsiasi dei suoi componenti subisce un danno, il sistema di controllo registra l'anomalia e ferma immediatamente la macchina. In particolare il *pitch control* permette di regolare l'incidenza del vento sulle pale ruotandole lungo il proprio asse longitudinale e mettendole in stallo ovvero in una posizione in cui l'incidenza del vento è nulla fermandone la rotazione.

I danni che possono essere provocati da un fulmine possono essere ovviamente di diverso genere ed entità.

Sono da escludere danni alle persone poiché è ovviamente vietato ai tecnici ed agli operatori della manutenzione di essere all'interno o in prossimità degli aerogeneratori durante i temporali. Così come è vietato in qualsiasi condizione meteorologica l'accesso all'area nell'intorno degli aerogeneratori ad estranei e a personale non addestrato.

E' ovvio, d'altra parte, che ci possono essere semplici danni alle apparecchiature elettriche ed elettroniche, ci possono essere archi elettrici che innescano incendi, ci può essere un danno ad una pala.

I rischi pertanto sono legati ai seguenti eventi che possono essere innescati da una fulminazione, sono:

- Guasto ad un componente meccanico, elettrico ed elettronico senza alcuna altra conseguenza, se non quella di dovere riparare o sostituire il componente
- Incendio
- Guasto ad una pala

Intanto la probabilità che un fulmine che colpisce una pala generi un incidente è dato dal prodotto delle seguenti probabilità:

- 1) Probabilità di essere colpito da un fulmine
- 2) Probabilità che il sistema di protezione dai fulmini (LPS) non funzioni o non sia adeguato
- 3) Probabilità che si generi un incidente
- 4) Probabilità che l'incidente abbia conseguenze negative sull'ambiente circostante

Date il notevole sviluppo verticale la probabilità che l'aerogeneratore capti un fulmine esiste.

La probabilità che l'LPS non sia adeguato è in realtà molto bassa poiché come detto il sistema è dimensionato per sopportare e scaricare a terra correnti di fulmine molto elevate (fino a 200 kA).

La probabilità che la corrente di fulmine generi un guasto esiste, ma sicuramente è più bassa la probabilità che si generi un incidente, ed ancora più bassa la probabilità che l'incidente abbia conseguenze negative sull'ambiente circostante.

**In definitiva la probabilità che a causa di una fulminazione l'aerogeneratore generi un incidente con conseguenze sull'ambiente circostante è bassa.**

#### **Fulminazioni – effetti sull'ambiente circostante in caso di incidenti**

Per quanto sopra affermato due sono i tipi di incidente che possono essere innescati da una fulminazione:

- 1) un incendio
- 2) una rottura su una pala.

Degli effetti sull'ambiente circostante di un incendio all'interno dell'aerogeneratore vedremo più avanti.

Per quanto attiene il calcolo della gittata nel caso di rottura dell'intera pala o di suoi frammenti si rimanda alla relazione di progetto *R30-Gittata massima elementi rotanti in caso di rottura accidentale – agg1 maggio 2018*, qui ci limitiamo ad fare alcune osservazioni che riguardano specificatamente le rotture di una pala dovute a fulminazioni.

Il costruttore degli aerogeneratori Vestas Wind Systems A/S, in uno studio "*Calcolo della traiettoria di una pala eolica in condizioni nominali di funzionamento*", che alleghiamo, affrontando il tema del calcolo della gittata di elementi rotanti in caso di rottura accidentale, afferma che su un campione di 15.679 aerogeneratori del tipo di quello in esame (aerogeneratori di grossa taglia) non si sono mai verificati casi di distacco di frammento di pala, ma solo distacchi non dovuti a fulminazioni ma a cedimenti meccanici del punto di innesto della pala sul rotore dell'intera pala. Lo stesso studio afferma che "*danni all'estremità delle pale si sono spesso manifestati a causa di fulminazione atmosferica. Infatti benché le pale siano dotate di un sistema di protezione dalle scariche atmosferiche che dovrebbe drenare a terra la corrente di fulmine, talvolta si è verificato un danneggiamento all'estremità della pala che si apre per la separazione dei gusci che la compongono ma **che non ha mai provocato distacchi di frammenti di dimensioni e peso significativi**. Il tipico danno per fulminazione atmosferica diretta di una pala è quello riportato nella foto qui sotto*".



*Estremità della pala danneggiata da fulminazione atmosferica*

**In pratica su un campione assolutamente rappresentativo di 15.679 unità in caso di fulminazione si è verificato un danneggiamento della pala ma mai un distacco della pala completa o di un frammento.**

Riteniamo opportuno sottolineare che nel caso in cui si abbia un danno su una pala, il conseguente sbilanciamento del rotore fa sì che il sistema di controllo ne blocchi immediatamente la rotazione, evitando ulteriori danni o incidenti.

In definitiva possiamo affermare che:

- la probabilità che un aerogeneratore venga colpito da un fulmine esiste;
- la probabilità che questo evento generi un danno è comunque bassa, atteso l'elevato livello di efficienza del sistema di protezione delle scariche atmosferiche, in grado di drenare anche elevate correnti di fulmine a terra;
- la probabilità che una fulminazione generi un incidente (incendio, rottura di una pala) è bassa
- la probabilità che tale incidente abbia conseguenze negative sull'ambiente circostante è pressoché nulla.



### **Incendio – valutazione del rischio di incidenti**

Ovviamente all'interno dell'aerogeneratore ed in particolare nella navicella ci sono parti elettriche in tensione che possono essere causa di innesco di incendi per formazioni di archi elettrici dovuti a malfunzionamenti o sovratensioni indotte da fulminazioni.

In caso di formazioni di archi elettrici o sovratensioni l'interruttore generale MT a base torre si apre togliendo tensione elettrica a tutta la macchina che ovviamente si ferma.

Inoltre all'interno della navicella sono presenti degli *smoke detector* che segnalano la presenza di fumo. Anche a seguito di detta segnalazione il sistema di controllo dell'aerogeneratore ne blocca il funzionamento.

Queste informazioni vengono trasmesse in tempo reale alla centrale di controllo remota del Parco Eolico che potrà chiedere l'immediato intervento dei Vigili del Fuoco. Considerando che i Vigili del Fuoco hanno un distacco a Manduria (distanza 11 km), il tempo di arrivo sul posto è stimabile in 15 minuti. Tempo sufficiente a far divampare l'incendio e a provocare danni anche di notevole entità all'aerogeneratore.

Ad ogni modo la probabilità che si inneschi un incendio nell'aerogeneratore è bassa, effettivamente l'esperienza dimostra incidenti di questo tipo su aerogeneratori di grossa taglia sono piuttosto rari.

### **Incendio – effetti sull'ambiente circostante in caso di incendio**

Per quanto detto sopra nel caso in cui si verifichi un incendio l'aerogeneratore si arresta. E' evidentemente possibile che frammenti infuocati cadano al suolo e possano essere a loro volta causa di innesco di incendi nelle aree circostanti l'aerogeneratore. Tuttavia attesa l'estrema vicinanza del distacco dei Vigili del Fuoco e considerando che l'impianto è monitorato h24 seppure a distanza, il tempo che trascorrerebbe tra l'innesco dell'incendio e l'arrivo dei VVF sarebbe comunque troppo breve per innescare un incendio di proporzioni rilevanti nell'ambiente circostante.

Possiamo pertanto concludere che gli effetti sull'ambiente circostante dell'incendio di un aerogeneratore sono circoscrivibili ad un'area ristretta intorno all'aerogeneratore e quindi con effetti molto limitati.

### **Trombe d'aria e raffiche di vento improvvise – valutazione del rischio di incidenti**

L'aerogeneratore previsto in progetto ha una velocità di rotazione (in senso orario) delle pale compresa tra 5,6 e 15,3 giri/min. che dipende ovviamente dalla velocità del vento. L'aerogeneratore entra in funzione quando il vento ha una velocità minima (ad altezza navicella) di 3 m/s e si blocca, mettendo le pale in stallo grazie al *pitch control*, quando la velocità del vento supera i 22,5 m/s.

Inoltre l'aerogeneratore è in grado di sopportare senza alcun tipo di danno un vento di velocità pari a 37,5 m/s (velocità media su 10 minuti) e raffiche fino a 52,5 m/s della durata di

3 s. Oltre queste condizioni potrebbe subire dei danni. Rammentiamo, però, che essendo superate le condizioni di funzionamento normale (3-22,5 m/s) le pale sarebbero comunque in stallo e l'aerogeneratore fermo.

Anche nel caso di trombe d'aria l'esperienza dimostra che il sistema di controllo dell'aerogeneratore registrando condizioni di vento anomale (aumento dell'intensità, veloci cambi di direzione) ne ferma il funzionamento mettendo le pale in stallo, ovvero nelle condizioni in cui non oppongono resistenza al vento.

Dai dati meteo storici dal 1973 ad oggi e relativi al Comune di San Pancrazio salentino riportati sul sito *ilmeteo.it* si è verificato che le raffiche di vento hanno raggiunto al più la velocità di 100 km/h, corrispondenti a circa 28 m/s. Ovviamente si tratta di rilevazione effettuate con stazioni meteo vicine al suolo e non a 132 m di altezza. Comunque confermano che l'area non è storicamente interessata da condizioni meteo estreme.

Per conoscenza diretta di condizioni meteo verificatesi in altri parchi eolici nell'area salentina, possiamo affermare che negli ultimi 12 anni si è verificato un solo caso di raffica di velocità pari a 50 m/s che è durata pochi secondi e non ha prodotto alcun incidente o danno sul parco eolico.

#### **Trombe d'aria e raffiche di vento improvvise – effetti sull'ambiente circostante**

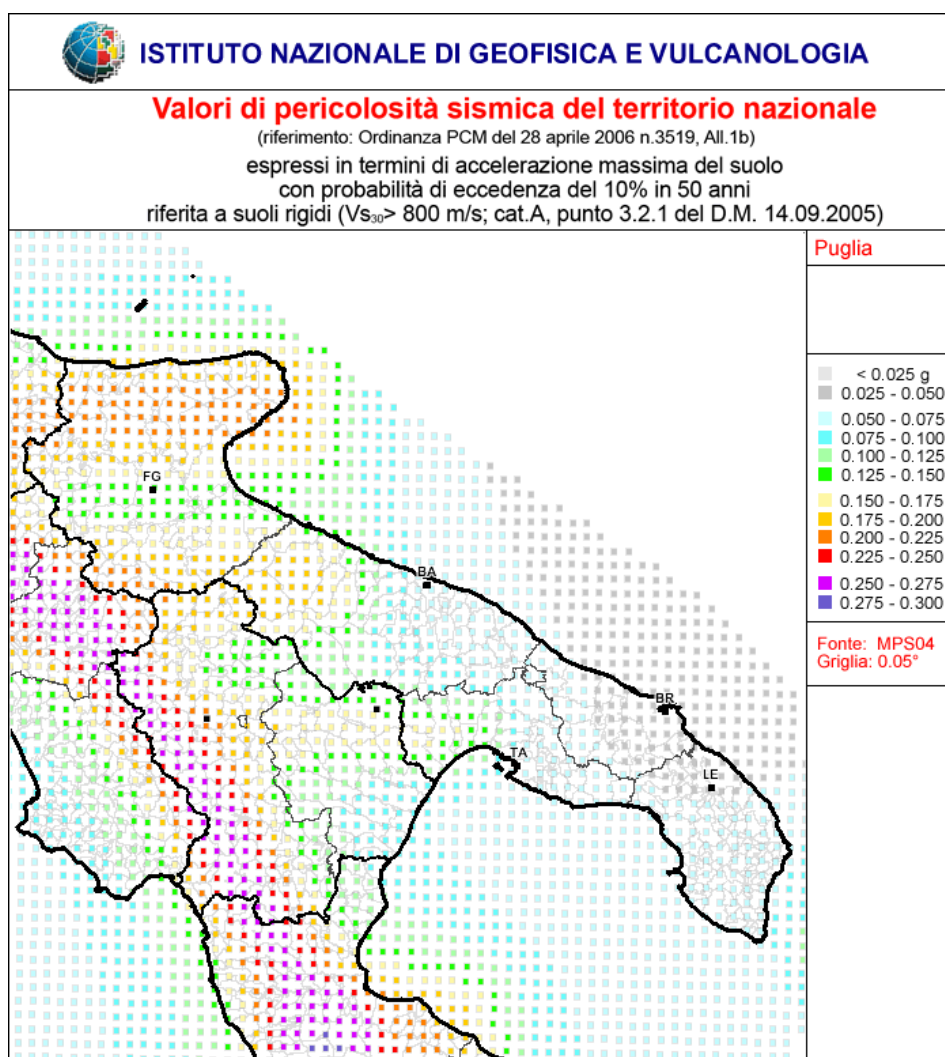
Possiamo pertanto affermare che in considerazione dell'elevata efficienza dei sistemi di controllo presenti sulle macchine e dall'analisi delle condizioni meteo storiche dell'area in esame la probabilità che si verifichino danni o incidenti prodotti da trombe d'aria o raffiche di vento è estremamente bassa.

Anche nel caso in cui si verifichino distacchi di componenti dell'aerogeneratore (p.e. pale) è praticamente certo che queste non sono rotazione quindi eventuali cadute dovrebbero interessare le aree immediatamente limitrofe all'aerogeneratore. Trattasi di aree agricole a seminativo su cui difficilmente si possono produrre danni significativi anche nel caso di cadute di componenti pesanti.

#### **Sisma – valutazione del rischio di incidenti**

La pericolosità sismica di un sito è descritta dalla probabilità che, in fissato intervallo di tempo, si verifichi, in detto sito, un evento sismico di entità pari ad almeno un valore prefissato. Tale intervallo di tempo, espresso in anni, è denominato *periodo di riferimento* ( $V_R$ ) e la probabilità è denominata *probabilità di eccedenza* o di superamento nel periodo di riferimento ( $P_{VR}$ ). Le caratteristiche del moto sismico atteso per una determinata  $P_{VR}$  si ritengono individuate quando se ne conosca l'accelerazione massima ed il corrispondente spettro di risposta elastico in accelerazione. La pericolosità sismica è definita in termini di *accelerazione massima attesa*  $A_G$  in condizioni di campo libero su sito di riferimento rigido con superficie topografica orizzontale di categoria A.

Dalla Carta della pericolosità sismica nazionale si evince che l'area di progetto in cui è prevista la realizzazione dell'impianto eolico ha una pericolosità sismica molto bassa.



Gli Stati Limite di Esercizio sono:

- Stato Limite di Operatività (SLO): a seguito del sisma la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali, le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, non deve subire danni ed interruzione d'uso significativi (in pratica la torre eolica non subisce alcun danno e potrebbe ripartire anche subito);
- Stato Limite di Danno (SLD): a seguito del terremoto la costruzione nel suo complesso, includendo gli elementi strutturali, quelli non strutturali, le apparecchiature rilevanti alla sua funzione, subisce danni tali da non mettere a rischio gli utenti e da non compromettere significativamente la capacità di resistenza e di rigidità nei confronti delle azioni verticali e orizzontali, mantenendosi immediatamente utilizzabile pur

nell'interruzione d'uso di parte delle apparecchiature (in pratica la torre eolica, resta in piedi subisce qualche danno, ma potrebbe anche ripartire)

Gli Stati Limite Ultimi sono:

- Stato di Salvaguardia della Vita (SLV): a seguito del terremoto la costruzione subisce rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e significativi danni dei componenti strutturali cui associa una perdita significativa di rigidità nei confronti delle azioni orizzontali, la costruzione conserva, invece, una parte della resistenza e rigidità per azioni verticali e un margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni sismiche orizzontali (in pratica la torre eolica subisce danni anche strutturali, ma non crolla).
- Stato Limite di Prevenzione del Collasso: a seguito del terremoto la costruzione subisce gravi rotture e crolli dei componenti non strutturali ed impiantistici e danni molto gravi dei componenti strutturali, la costruzione conserva ancora un margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni verticali ed un esiguo margine di sicurezza nei confronti del collasso per azioni orizzontali (in pratica la torre eolica è con molta probabilità crollata).

L'area di progetto è Zona Sismica 4, mentre le caratteristiche della costruzione sono:

- Vita nominale 100 anni
- Classe d'uso IV
- Vita di riferimento  $V_R$  200 anni

La progettazione strutturale dell'opera è realizzata in modo che la torre eolica o meglio il sistema fondazioni profonde – plinto di fondazione – torre tubolare in acciaio, rispetti le condizioni imposte per gli Stati Limite di Esercizio e per gli Stati Limite Ultimi.

Le probabilità di superamento nel periodo di riferimento  $P_{VR}$ , e il tempo di ritorno del sisma  $T_R$  cui riferirsi per individuare l'azione sismica agente in ciascuno degli stati limite con riferimento all'area di progetto sono riportate nella successiva tabella.

STATI LIMITE		$P_{VR}$	$T_R$
Stati limite di esercizio	SLO	81%	120 anni
	SLD	63%	201 anni
Stati limite Ultimi	SLV	10%	1898 anni
	SLC	5%	2475 anni

E' evidente che in relazione della sismicità dell'area ed alle caratteristiche strutturali che sono imposte dalla normativa sulle costruzioni e che ovviamente saranno rispettate in fase di progetto prima e costruzione poi, la probabilità che si verifichi un sisma nella vita di riferimento dell'opera (200 anni), con effetti distruttivi sull'opera stessa (crollo) è solo del 5%. Non è detto peraltro che un sisma di tale entità generi effettivamente un crollo della torre eolica. Inoltre dobbiamo rammentare che l'impianto è autorizzato per solo 20 anni.

In definitiva la probabilità che un sisma produca un crollo delle torre eoliche in progetto resta bassa.

#### **Sisma – effetti sull’ambiente circostante**

Seppur remota la probabilità che un sisma produca un crollo degli aerogeneratori esiste. In tal caso gli effetti l’ambiente circostante interessato dal crollo è un’area di circa 200 m intorno alla posizione della torre eolica. Ricordiamo che si tratta di un’area agricola priva di abitazioni, pertanto il crollo potrà produrre danni alle coltivazioni (uliveti e vigneti) e con molta probabilità nessun coinvolgimento di persone.

## 5. PREVENZIONE E MITIGAZIONE DEGLI IMPATTI

### *1.e L'esplicito riferimento al concetto di prevenzione degli impatti*

#### **Individuazione degli impatti**

Nel SIA sono stati individuati i seguenti impatti che potranno potenzialmente essere prodotti in fase di costruzione e di esercizio dell'impianto eolico:

- Impatto elettromagnetico (fase di esercizio)
- Impatto acustico (fase di costruzione e fase di esercizio)
- Impatto su fauna e avifauna (fase di costruzione ed esercizio)
- Impatto su flora ed ecosistema (fase di costruzione ed fase di esercizio)
- Impatto su suolo e sottosuolo (fase di costruzione ed fase di esercizio)
- Impatto visivo e paesaggistico (fase di esercizio)

Nei seguenti paragrafi indicheremo le misure previste per evitare, prevenire, ridurre e compensare gli impatti ambientali significativi sopra elencati

#### **Impatto elettromagnetico.**

##### *Fase di costruzione*

Il campo elettromagnetico è prodotto dalla circolazione di corrente alternata in conduttori elettrici aerei e interrati alla frequenza di rete di 50 Hz. Durante la costruzione dell'impianto non c'è tensione nelle linee elettriche di impianto e pertanto l'impatto elettromagnetico indotto è nullo.

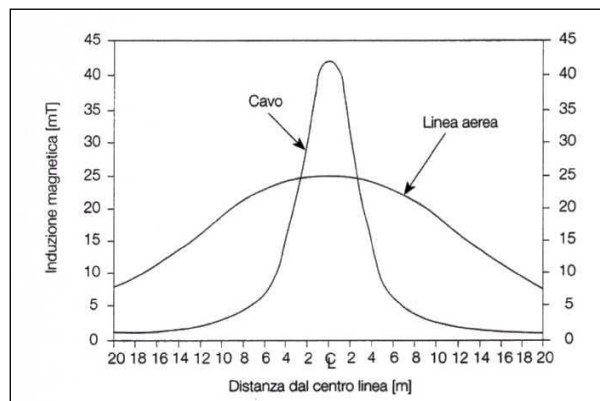
##### *Fase di esercizio*

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto eolico in esercizio può essere determinato dalla circolazione di corrente elettrica:

- 1) Linee MT in cavidotti interrati;
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna ERCHIE;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna ERCHIE.

Azioni e fattori di mitigazione sono:

1. Utilizzo di cavi MT e AT interrati anziché aerei. Il campo magnetico, per caratteristiche geometriche, a parità di corrente, presenta valori di picco superiori in corrispondenza dell'asse dei cavi ed una riduzione più rapida ad un suo allentamento come illustrato in figura. In tal modo l'impatto resta confinato nell'intorno del cavo.



*Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato*

2. Nella posa dei cavi interrati MT si utilizzerà la tecnica della trasposizione delle fasi, che consiste nel cambiare posizione nella trincea ai cavi. Tale tecnica di fatto annulla il campo di induzione magnetica.
3. Le sbarre AT nella SSE elettrica sono posizionate in maniera tale che la loro distanza dalla recinzione della SSE stessa sia maggiore della “distanza di prima approssimazione” ovvero la distanza a cui il campo di induzione magnetica raggiunge il valore di qualità di  $3 \mu\text{T}$ . La SSE è un’area accessibile solo a personale tecnico formato e informato.
4. Tutti i cavi e i conduttori elettrici saranno posati al di sotto di strade pubbliche o in aree con destinazione d’uso agricolo lontano da abitazioni ed edifici civili in genere. Quindi in aree dove non è prevista la permanenza di persone per più di quattro ore continuative.

Rammentiamo infine che l’area intorno ai conduttori nella quale si manifestano campi elettrici e magnetici rilevanti per la salute umana è comunque molto limitata (dell’ordine di pochi metri).

#### ***Fase di dismissione***

Terminato il periodo di venti anni per il quale è autorizzato l’impianto, l’impianto sarà dismesso. L’impatto elettromagnetico sarà annullato.

### **Impatto acustico**

#### ***Fase di costruzione***

Nella fase di costruzione dell’impianto eolico l’utilizzo di macchinari ovviamente determina un impatto acustico nell’area circostante. La Legge italiana prevede che le emissioni sonore in un cantiere di costruzione, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell’edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A), fissa inoltre i seguenti intervalli orari 7.00-12.00 e 15.00-19.00 in cui sono consentite queste emissioni sonore. La stessa Legge permette comunque di ottenere deroghe.

Fattori di mitigazione adottati, nel caso in esame (costruzione di un parco eolico in area agricola), sono:

- 1) Notevole distanza da edifici abitati
- 2) Delimitazione delle aree di lavoro allo scopo di tenere lontani estranei dalla fonte di rumore
- 3) Rispetto degli orari di lavoro sopra indicati per le lavorazioni “rumorose”

### ***Fase di esercizio***

L’impatto acustico generato dagli aerogeneratori in fase di esercizio è dovuto al movimento delle pale nell’aria. Dipende ovviamente dalla velocità del vento e quindi di rotazione. Trattasi di rumore bianco privo di componenti impulsive, che si propaga lungo la direzione da cui spira il vento (rumore direzionale).

Fattori di mitigazione adottati in fase di progetto sono:

- 1) Opportuno distanziamento degli aerogeneratori da edifici abitati (almeno 500 m);
- 2) Utilizzo di un aerogeneratore (più costoso) a ridotte emissioni acustiche

### ***Fase di dismissione***

Terminato il periodo di venti anni per il quale è autorizzato l’impianto, l’impianto sarà dismesso. L’impatto acustico sarà annullato.

## **Impatto su fauna e avifauna**

### ***Fase di costruzione***

Nella fase di costruzione dell’impianto (durata 10-12 mesi circa) l’impatto su fauna e avifauna è essenzialmente dovuto al disturbo prodotto dal rumore di mezzi meccanici e attrezzature utilizzati per la costruzione dell’impianto.

Nel Piano di monitoraggio *ante operam* di fauna e avifauna si saranno individuate all’interno dell’area di progetto le posizioni di nidi, tane e siti riproduttivi. Qualora dal PMA emergano particolari criticità, ovvero questi siti sono molto vicini p.e. ad una posizione di un generatore eolico, si eviterà di lavorare (o i lavori saranno sospesi) in questa posizione durante il periodo di riproduzione (da aprile a giugno). Riteniamo comunque che dal Piano di Monitoraggio non emergeranno particolari criticità dal momento che l’area individuata per il progetto non interessa né habitat naturali né habitat di specie di importanza conservazionistica.

In generale il disturbo prodotto su fauna e avifauna da mezzi ed attrezzature di cantiere non è dissimile da quello delle macchine operatrici utilizzate in agricoltura.

### ***Fase di esercizio***



Nella fase di esercizio il disturbo potenzialmente prodotto dall'impianto eolico sarà soprattutto sull'avifauna, che potrà essere soggetta a collisione con le pale degli aerogeneratori.

Fattori di mitigazione definiti in fase progettuale sono le seguenti

- 1) Colorazione delle pale a bande orizzontali rosse e bianche.
- 2) Notevole distanziamento tra aerogeneratori per evitare effetto barriera.
- 3) Posizionamento degli aerogeneratori su più file, per evitare l'effetto barriera introdotto da un'unica fila più lunga.
- 4) Area di progetto lontano da zone umide costiere o altre aree (protette) popolate dall'avifauna stanziale e di interesse per l'avifauna migratoria.

#### ***Fase di dismissione***

Nella fase di dismissione propriamente gli impatti saranno gli stessi della fase di costruzione.

Terminata la dismissione l'impatto su fauna ed avifauna sarà annullato.

#### **Impatto su flora ed ecosistema**

##### ***Fase di costruzione***

Nella fase di costruzione dell'impianto l'impatto sulla flora è dovuto essenzialmente al rischio che i mezzi meccanici vadano a invadere aree di naturalità e alla polvere che si solleva durante scavi e movimenti terra.

Il rischio di invadere aree di naturalità è presente in corrispondenza della pista di accesso all'aerogeneratore n. 6 di progetto e in corrispondenza di uno dei (tre) varchi che si dovranno aprire lungo un muretto a secco che è interessato da componenti arbustive tipiche della macchia mediterranea.

Azioni da attuare in fase di cantiere finalizzate alla riduzione e prevenzione degli impatti sono le seguenti.

- 1) Bagnatura delle aree di lavoro intorno agli scavi, con l'ausilio di una autobotte, da eseguirsi anche più volte al giorno in particolare nelle giornate secche e ventose.
- 2) Perimetrazione (con paletti, nastro segnalatore) delle aree accessibili ai mezzi di cantiere durante le lavorazioni.
- 3) Individuazione puntuale delle singole piante da estirpare prima di effettuare l'attività. Il numero, la posizione e le caratteristiche delle piante dovranno essere fra l'altro segnalate e la relativa estirpazione autorizzata dall'Ufficio Foreste della Regione Puglia.

Infine è previsto dal progetto che le piante dello stesso tipo di quelle estirpate dovranno essere piantumate, nell'ambito della stessa area per compensare l'impatto prodotto. Anche il numero, la posizione di impianto e le caratteristiche delle piante dovranno essere definite di concerto con l'Ufficio Foreste della Regione Puglia.

### ***Fase di esercizio***

L'impatto in fase di esercizio sulla componente botanico vegetazionale è molto basso. Scelte progettuali che mitigano l'impatto, sono le seguenti.

- 1) utilizzo di strade esistenti per l'esercizio dell'impianto, che evita il consumo di territorio di uso agricolo o forestale.
- 2) Bassa occupazione territoriale degli aerogeneratori (1.500 mq, ciascuno)
- 3) Utilizzo della TOC in corrispondenza del canale, che annulla l'impatto sulla vegetazione dei canali.
- 4) Ubicazione dell'area di impianto lontana da aree protette

### ***Fase di dismissione***

Nella fase di dismissione propriamente gli impatti saranno gli stessi della fase di costruzione.

Dal momento che l'impatto sulla componente vegetazionale è molto basso anche in fase di esercizio, la dismissione dell'impianto comporterà effetti particolarmente tangibili su questa componente.

## **Impatto su suolo e sottosuolo**

### ***Fase di costruzione***

L'impatto su suolo è prodotto da occupazione del suolo (sottrazione della risorsa), e rimozione del suolo (alterazione di tessitura e permeabilità).

In **fase di costruzione** gli impatti derivano dall'allestimento e dall'esercizio delle aree di cantiere e dallo scavo delle fondazioni degli aerogeneratori, sia sulla qualità del suolo, sia in termini di sottrazione della risorsa

Fattori che riducono l'impatto in fase di costruzione sono i seguenti.

- 1) Utilizzo della viabilità esistente per ridurre l'occupazione.
- 2) Realizzazione del cavidotto in corrispondenza di strade esistenti
- 3) Immediato trasporto a rifiuto del materiale in eccesso allo scopo di non aumentare l'occupazione di terreno vegetale per il deposito dei materiali rinvenuti dagli scavi

Per quanto riguarda gli impatti sul sottosuolo alcune scelte progettuali ne annullano l'impatto

- 1) Area in cui non c'è rischio idrogeologico
- 2) Area priva di rischio e pericolosità geomorfologica
- 3) Gli aerogeneratori e le infrastrutture di impianto non interessano emergenze geomorfologiche
- 4) Area non a rischio frana
- 5) Area priva di falda superficiale
- 6) La falda profonda è ad una profondità di almeno 50 m, e non può essere in alcun modo intaccata dalle lavorazioni previste in progetto (compreso la realizzazione delle fondazioni profonde – pali – che si fermano a 20 m)

#### ***Fase di esercizio***

In fase di esercizio la scelta progettuale che permette di mitigare notevolmente l'impatto, sono le seguenti.

- 1) Riduzione della piazzole (da 30x50 m a 25x30 m), e conseguente ripristino del terreno vegetale;
- 2) Eliminazione di tutta la viabilità di cantiere non necessaria all'esercizio con conseguente ripristino del terreno vegetale.

Complessivamente l'occupazione territoriale si riduce da circa 5,4 ha nella fase di cantiere a 1,9 ha nella fase di esercizio.

#### ***Fase di dismissione***

Per la dismissione dell'impianto sono previste le seguenti azioni che di fatto annullano l'impatto prodotto dall'impianto eolico sul suolo.

- 1) Rimozione del plinto di fondazione sino ad 1 m di profondità dal suolo
- 3) Eliminazione della piazzole e conseguente ripristino del terreno vegetale;
- 4) Eliminazione di tutta la viabilità con conseguente ripristino del terreno vegetale.
- 5) Eliminazione della SSE e conseguente ripristino del terreno vegetale in tutta l'area

Questa attività di ripristino permetteranno con un adeguato apporto di terreno vegetale di recuperare tutte le superfici occupate dall'impianto eolico all'uso agricolo originario. Il tempo di recupero del terreno delle sue originarie capacità agricole si stima possa avvenire nel volgere di 1-2 stagioni.

**Impatto visivo e paesaggistico**

***Fase di costruzione***

Nella fase di costruzione l'impatto paesaggistico è nullo.

***Fase di esercizio***

Scelte progettuali che mitigano per quanto possibile l'impatto visivo e paesaggistico sono di seguito riportate.

- 1) Scelta di un numero limitato di aerogeneratori di grande taglia
- 2) Disposizione a cluster su due file parallele, in direzione E-O che asseconda le principali geometrie del territorio
- 3) Area di progetto lontana dalla costa e da punti di vista notevoli segnalati dal Piano paesaggistico Territoriale regionale.

***Fase di dismissione***

Lo smontaggio di tutti gli aerogeneratori a fine vita utile (20 dall'entrata in esercizio) annulla l'impatto visivo e paesaggistico che pertanto è da considerarsi reversibile.

**6. CONTRODEDUZIONI AD OSSERVAZIONI DI AMMINISTRAZIONI E PRIVATI**

***2. Fornire le opportune controdeduzioni ad eventuali osservazioni pervenute.***

Nei documenti allegati si forniscono le controdeduzioni alle seguenti osservazioni pervenute.

- 1) MIBACT - nota prot. n. 14262 del 24.05/.018 della Direzione Generale Archeologia Belle Arti e Paesaggio Servizio V del MIBACT
- 2) Provincia di Brindisi – nota prot. n. 13646 del 02.05.2018 del Servizio Ambiente e Ecologia
- 3) Comune di San Pancrazio Salentino – nota prot. n.5462 del 14.05.2018 e nota prot. n. 5054 del 05.05.2018 dell’Ufficio del Sindaco
- 4) Sig. Marco Funiati – nota del 03.05.2018
- 5) Associazione l’Ambiente che vogliamo – nota del 14.05.2018

## 7. OBIETTIVI REGIONALI FER (BURDEN SHARING) E SEN

**3. Con riferimento al Quadro di Programmazione aggiornare in merito alla situazione della Regione Puglia ed agli impegni della stessa in materia di Burden Sharing. Inserire anche un capitolo dedicato all'analisi costi-benefici dell'opera.**

Il Decreto 15 marzo 2012 del Ministero dello Sviluppo economico (c.d. decreto *burden sharing*) fissa il contributo che le diverse regioni e province autonome sono tenute a fornire ai fini del raggiungimento dell'obiettivo **nazionale** sulle FER (quota FER sui consumi finali lordi pari almeno al 17% nel 2020), attribuendo a ciascuna di esse specifici obiettivi regionali di impiego di FER al 2020; a ciascuna regione è inoltre associata una traiettoria indicativa, in cui sono individuati obiettivi intermedi relativi agli anni 2012, 2014, 2016 e 2018.

Così come accade per l'overall target nazionale, ciascun obiettivo regionale è costituito da un indicatore ottenuto dal rapporto tra Consumi finali lordi di energia da FER e Consumi finali lordi complessivi di energia, da elaborare applicando precise definizioni e criteri di calcolo fissati dalla Direttiva 2009/28/CE; a differenza dell'obiettivo nazionale, tuttavia, per il calcolo del numeratore non si tiene conto dei consumi di energia da FER nel settore trasporti, in genere dipendenti da politiche stabilite a livello centrale (in primis l'obbligo di immissione in consumo dei biocarburanti).

Il compito di monitorare annualmente il grado di raggiungimento degli obiettivi fissati dal D.M. *burden sharing* è assegnato al GSE dal Decreto 11 maggio 2015 del Ministero dello Sviluppo Economico. La metodologia di monitoraggio, approvata dallo stesso decreto, prevede l'utilizzo dei dati sui consumi regionali di energia da fonti rinnovabili rilevati dal GSE (che, per la produzione elettrica, fa a sua volta riferimento prioritario a dati TERNA) e dei dati sui consumi regionali di energia da fonti non rinnovabili calcolati da ENEA.

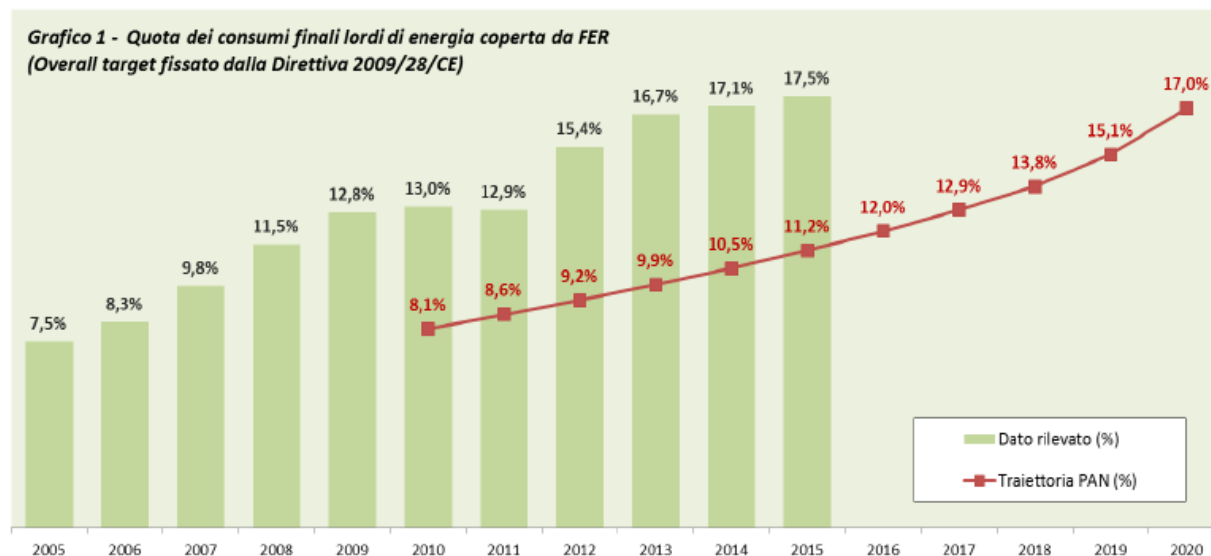
Nel settembre del 2017 il GSE ha pubblicato i risultati delle elaborazioni per gli anni 2012-2015. Per ciascuna regione e provincia autonoma, in particolare nella tabella 4 vengono confrontati gli indicatori-obiettivo rilevati, ottenuti dal rapporto tra i valori descritti nelle due tabelle precedenti, e le previsioni del D.M. *burden sharing*.

Tab. 4 - Quota dei Consumi finali lordi di energia coperta da fonti rinnovabili (%)

	Dato rilevato				Previsioni D.M. 15/3/2012 "burden sharing"		
	2012	2013	2014	2015	2012	2016	2020
Piemonte	16,0%	17,2%	17,9%	17,8%	11,1%	12,2%	15,1%
Valle d'Aosta	62,5%	75,9%	74,6%	80,2%	51,8%	50,7%	52,1%
Lombardia	11,2%	12,4%	13,1%	13,2%	7,0%	8,5%	11,3%
Liguria	8,4%	8,3%	7,4%	7,6%	6,8%	9,5%	14,1%
Provincia di Trento	40,5%	42,1%	41,6%	43,2%	30,9%	32,1%	35,5%
Provincia di Bolzano	59,3%	60,9%	61,4%	63,4%	33,8%	34,3%	36,5%
Veneto	15,0%	16,8%	16,9%	17,3%	5,6%	7,4%	10,3%
Friuli Venezia Giulia	16,7%	17,3%	19,5%	19,7%	7,6%	9,6%	12,7%
Emilia Romagna	8,8%	9,8%	10,7%	10,9%	4,2%	6,0%	8,9%
Toscana	14,4%	15,4%	15,8%	17,1%	9,6%	12,3%	16,5%
Umbria	19,7%	20,8%	21,0%	22,7%	8,7%	10,6%	13,7%
Marche	15,9%	16,3%	16,7%	16,8%	6,7%	10,1%	15,4%
Lazio	8,3%	9,3%	8,9%	9,1%	6,5%	8,5%	11,9%
Abruzzo	22,5%	23,0%	24,5%	25,3%	10,1%	13,6%	19,1%
Molise	33,6%	33,3%	34,9%	36,6%	18,7%	25,5%	35,0%
Campania	15,3%	15,8%	15,5%	16,4%	8,3%	11,6%	16,7%
Puglia	12,2%	15,0%	14,4%	15,5%	6,7%	10,0%	14,2%
Basilicata	31,3%	32,8%	35,0%	33,7%	16,1%	23,4%	33,1%
Calabria	33,0%	38,3%	38,0%	37,6%	14,7%	19,7%	27,1%
Sicilia	9,6%	10,5%	11,6%	11,2%	7,0%	10,8%	15,9%
Sardegna	22,7%	25,3%	25,0%	25,2%	8,4%	12,5%	17,8%
<b>ITALIA</b>	<b>14,4%</b>	<b>15,7%</b>	<b>16,2%</b>	<b>16,5%</b>	<b>8,2%</b>	<b>10,6%</b>	<b>14,3%</b>

E' evidente che la regione Puglia già nel 2014 ha superato l'obiettivo minimo fissato dal D.M. 15.03.2012 per l'anno 2020, ovvero che il 14.2% della produzione di energia consumata provenisse da fonte rinnovabile.

Come riportato nello stesso rapporto del GSE anche a livello nazionale già nel 2014 si era raggiunto (e superato) il target assegnato all'Italia dalla Direttiva 2009/20/CE per il 2020 del 17% dei consumi elettrici coperti dalle FER, come si evince facilmente dal grafico sotto riportato.



Come sottolineato nello stesso rapporto del GSE tali risultati sono da collegare al progressivo incremento dei consumi di energia da FER – che comunque dal 2013 mostrano un rallentamento nei ritmi di crescita, sino a quel momento assai sostenuti – e al perdurare degli effetti della crisi economica sui consumi energetici complessivi (ovvero il denominatore del rapporto), che nel 2015 si sono attestati su livelli notevolmente inferiori a quelli pre- crisi e tra i più bassi dell'ultimo decennio.

Al di là delle possibili considerazioni sui dati riteniamo fondamentale sottolineare che il **Quadro Programmatico in termini di produzione energetica da FER, in cui si inserisce il progetto eolico San Pancrazio Torrevecchia** non è quello della Direttiva 2009/20/CE e del conseguente D.M. 15.03.2012 (*Burden Sharing*), ma è quello sicuramente più attuale e recente della **Strategia Energetica Nazionale (SEN)**.

Il documento sulla Strategia Energetica Nazionale è stato approvato con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Ambiente in data 10 novembre 2017.

Le priorità di azione tracciate nel documento sono:

1) Migliorare la **competitività del Paese**, continuando a ridurre il gap di prezzo e costo dell'energia rispetto alla UE e assicurando che la transizione energetica di più lungo periodo (2030-2050) non comprometta il sistema industriale italiano ed europeo a favore di quello extra-UE;

2) Traguardare in modo sostenibile gli obiettivi ambientali e di decarbonizzazione al 2030 definiti a livello europeo, con un'ottica ai futuri traguardi stabiliti nella COP21 e in piena sinergia con la Strategia Nazionale per lo Sviluppo Sostenibile;



3) Continuare a migliorare la **sicurezza di approvvigionamento** e la **flessibilità e sicurezza dei sistemi e delle infrastrutture**.

Nella SEN ci si propone di raggiungere questi obiettivi attraverso le seguenti priorità di azione:

1. Lo sviluppo delle rinnovabili;
2. L'efficienza energetica;
3. Sicurezza Energetica;
4. Competitività dei Mercati Energetici;
5. L'accelerazione nella decarbonizzazione del sistema phase out dal carbone;
6. Tecnologia, Ricerca e Innovazione.

**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).**

Non dimentichiamo che uno degli obiettivi principali della SEN è quello di *decarbonizzare* totalmente il Paese entro il 2030.

Portare il contributo delle FER al 24% dei consumi energetici nazionali nel 2030 significa secondo stime riportate nello stesso documento della SEN, significa arrivare ad avere circa **60 GW** di impianti FER installati.

Per l'Italia, il rapporto Irena per l'anno 2017 riporta i seguenti dati:

- crescita dell'installato dell'1,5% da FER con 756 MW di nuovi impianti;
- totale cumulato di 51.951 MW (poco meno di **52 GW**) al 31 dicembre 2017
- di cui 22.393 MW idroelettrici (+95 MW),
- 9.698 MW solari (+409 MW),
- 9.636 MW eolici (+252 MW)
- 3.439 MW bioenergie (invariate).

E' evidente che se si vuole raggiungere l'obiettivo dei 60 GW installati nel 2030 la crescita di FER installate nel Paese deve essere di circa 0,67 GW l'anno per i prossimi 12 anni ed è evidente che tale obiettivo è ancora molto lontano.

Riteniamo che l'impianto eolico San Pancrazio Torrevecchia è assolutamente in linea con le direttive ma anche con le strategie tracciate dalla Strategia Energetica Nazionale, poiché:

- 1) Si colloca in un'area (agricola) idonea lontana da veri e propri punti sensibili dal punto di vista paesaggistico (litorale, punti panoramici di rilevante valore paesaggistico)

- 2) Utilizza un numero relativamente piccolo di aerogeneratori, solo 10, di notevole potenza unitaria (3,45 MW)
- 3) Produce una grossa quantità di energia 104 GWh/anno, che per avere un'idea copre i consumi di 38.500 famiglie tipo italiane composte da 4 persone. In pratica è sufficiente a coprire gli usi "civili" di una popolazione di 154 mila persone!

## 8. ANALISI COSTI BENEFICI

### 3. (...) *Inserire anche un capitolo dedicato all'analisi costi-benefici dell'opera.*

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile.

L'elemento strategico per un futuro sostenibile è certamente il maggior ricorso alle energie rinnovabili, le quali presentano la caratteristica della "rinnovabilità", ossia della capacità di produrre energia senza pericolo di esaurimento nel tempo, se ben gestite; esse producono inoltre un tipo di energia "pulita", cioè con minori emissioni inquinanti e gas serra. Tra queste l'eolico, soprattutto di grande taglia sembra essere al momento una delle tecnologie rinnovabili più mature con costi di produzione sempre più competitivi e vicini a quelli delle fonti fossili convenzionali.

Tuttavia anche l'eolico, come d'altra parte tutte le energie rinnovabili ha il suo costo ambientale. I costi ambientali non rientrano nel prezzo di mercato e pertanto non ricadono sui produttori e sui consumatori, ma vengono globalmente imposti alla società, ovvero si tratta *esternalità* negative o diseconomie. Tali costi sono tutt'altro che trascurabili e vanno identificati e stimati in ogni progetto.

Nella seconda metà degli anni Novanta del secolo scorso è stato sviluppato dall'Unione Europea un progetto denominato ExternE (Externalities of Energy), con l'obiettivo di sistematizzare i metodi ed aggiornare le valutazioni delle esternalità ambientali associate alla produzione di energia, con particolare riferimento all'Europa e alle diverse tecnologie rinnovabili. Il progetto in questione è basato su una metodologia di tipo bottom-up, la Impact Pathway Methodology, per valutare i costi esterni associati alla produzione di energia. La metodologia del progetto ExternE, definisce prima gli impatti rilevanti e poi ne dà una quantificazione economica. Purtroppo nel caso dell'eolico i valori economici riportati, poiché riferiti alla seconda metà degli anni novanta, non sono del tutto attendibili. Tuttavia partiremo dalle conclusioni di questo Studio relative alla generazione eolica per poi arrivare a quantificare i costi ambientali facendo riferimento a studi più recenti.

Innanzitutto ExternE individua come esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte eolica il rumore e l'impatto visivo, ritenendo gli altri impatti trascurabili anche nella quantificazione monetaria. In particolare si afferma che l'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema è rilevante solo nel caso in cui l'impianto sia realizzato in aree di particolare valore naturalistico o in prossimità di aree di particolare valore per fauna e avifauna. Considera poi gli altri impatti (elettromagnetico, impatto sul suolo) del tutto trascurabili. Da una quantificazione monetaria ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Passando al caso in esame (Parco Eolico San Pancrazio Torrevecchia) è evidente che siamo lontani da aree di interesse naturalistico in particolare dalle aree protette umide costiere, l'area presenta una pressoché totale antropizzazione agricola, e non costituisce un ecosistema fragile che potrebbe essere alterato o distrutto dalla realizzazione del parco eolico.

### Impatto acustico – costo esterno

Dall'Analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto dalle pale che ruotano nell'aria (rumore bianco) sono percepibili nell'intorno degli aerogeneratori. Proprio per questo motivo, per scelta progettuale, e con ampio margine di sicurezza, si sono posizionati gli aerogeneratori ad una distanza di almeno 500 m da edifici abitati (in gran parte masserie).

Sinteticamente, relativamente al clima acustico generato dalle turbine, l'elaborato "R10 Valutazione previsionale di impatto acustico" (al quale si rimanda per gli opportuni approfondimenti) si rileva che

- le emissioni sonore saranno tali da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione, per tutti gli edifici abitati nell'intorno degli aerogeneratori;

- relativamente al criterio differenziale, le immissioni di rumore, che saranno generate dagli aerogeneratori in progetto, ricadono, per i ricettori considerati, nella non applicabilità del criterio, in quanto ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97).

Solo in linea del tutto teorica, pertanto, i terreni agricoli posti nell'intorno degli aerogeneratori *potrebbero* subire un deprezzamento. Sottolineiamo *potrebbero* perché in realtà l'attività agricola è sicuramente compatibile con la presenza di aerogeneratori nell'area. Atteso e dimostrato, dal calcolo previsionale, il rispetto dei limiti di legge, volendo individuare un'area di potenziale deprezzamento dei terreni dovuto alle emissioni sonore degli aerogeneratori, possiamo pensare (al solito in maniera del tutto conservativa) all'involuppo dell'area individuata da ipotetici cerchi di raggio 400 m intorno agli aerogeneratori, area che, per il parco eolico SPS – Torrevecchia ha una estensione complessiva di 415 ha.

In questo intorno non abbiamo edifici abitati. Il prezzo commerciale dei terreni agricoli a seminativo, uliveto e vigneto nell'area varia da un minimo di 10k€/ha ad un massimo di 25 k€/ha. Volendo fare una stima per eccesso possiamo dire che il prezzo medio dei terreni agricoli nell'area è di 20 k€/ha. Supponendo ora che il rumore generato dalle turbine eoliche comporti un deprezzamento dei terreni del 20% (valore assolutamente sovrastimato dal momento che si tratta di terreni ad uso agricolo, attività compatibile con la realizzazione di un impianto eolico e che le emissioni sonore del parco in esame rispettano i limiti imposti dalla normativa), possiamo concludere che la realizzazione del parco eolico genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 4 k€/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$4.000 \text{ €/ha} \times 415 \text{ ha} = 1.660.000 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta. Così come indicato nell'Analisi di Producibilità di progetto, il parco eolico produce in un anno 104 GWh di energia e quindi in 20 anni:

$$104 \text{ GWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 2.080 \text{ GWh} = 2.080.000.000 \text{ kWh}$$

Pertanto il costo esterno (o ambientale) dovuto al rumore prodotto dagli aerogeneratori lo stimiamo in:

$$1.660.000 \text{ €} / 2.080.000.000 \text{ kWh} = \mathbf{0,0008 \text{ €/kWh}}$$
 (0,8 millesimi di euro per kWh prodotto)

### Impatto visivo – costo esterno

Per la stima del costo ambientale dell’impatto visivo generato dal Parco Eolico, faremo riferimento ad uno studio redatto dal Professore Domenico Tirendi dell’Università di Napoli che da una stima monetaria dell’impatto paesaggistico con il metodo della *valutazione di contingenza*. La valutazione di contingenza è una metodologia nata negli Stati Uniti per stimare il danno prodotto su una risorsa ambientale la cui gestione è pubblica, questa metodologia fu applicata con successo per la prima volta nel 1989 per stimare il danno ambientale prodotto dallo sversamento di petrolio da una petroliera che naufragò nei pressi di una baia dell’Alaska procurando un disastro naturale di notevole entità.

Il Prof. Tirendi ha utilizzato tale metodologia per valutare e quantificare l’impatto paesaggistico prodotto dalla realizzazione di due parchi eolici nei Comuni di Accadia e Sant’Agata di Puglia, nel sub appennino dauno. Riprendendo un passaggio dello Studio.

*“Il paesaggio in quanto bene pubblico viene consumato da turisti e residenti senza alcuna spesa. Il fatto che non sia pagato, però, non significa che il paesaggio non abbia un suo valore. Un consumatore, infatti, potrebbe essere disposto a pagare per la sua fruizione/mantenimento (valore d’uso corrente), per poterne usufruire in futuro (valore d’opzione), perché ne possano usufruire le future generazioni (valore di lascito), per il piacere che altri individui possano godere (valore vicario) e per il solo fatto che un bene territoriale con quelle caratteristiche esista (valore di esistenza). La valutazione di contingenza consiste nel domandare ad un campione di individui quale sia la massima disponibilità a pagare (DAP) per il mantenimento/miglioramento della qualità di una risorsa mirando a tracciare una curva di domanda altrimenti latente. Questo strumento, fondato su questionari compilati attraverso interviste del tipo “in persona” ad un campione casuale di 200 residenti dei comuni di Accadia e Sant’Agata (per un totale di 400 interviste complessive) ha avuto come obiettivo principale la misurazione del possibile danno arrecato al paesaggio dalla presenza delle turbine eoliche.”*

TABELLA 1 - DISPONIBILITÀ A PAGARE DEL CAMPIONE DEGLI INTERVISTATI DI ACCADIA E SANT’AGATA DI PUGLIA						
DAP per livello di tassazione						
Tassa	Accadia			Sant’Agata di Puglia		
	si	totale	% si	si	totale	% si
5 €	30	50	60	33	50	66
10 €	28	50	56	26	50	52
25 €	14	50	28	22	50	44
50 €	15	50	30	14	50	28

In pratica è stato chiesto a questo campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella stessa domanda i valori di 5€, 10 €, 25€, 50 €. E' evidente che questa "valorizzazione" è stata richiesta solo a chi era disposto a pagare ovvero ad autotassarsi per non avere l'impianto eolico nel territorio comunale.

*Nel questionario dopo una serie di domande preparatorie è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: « La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici; per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti «off-shore» (sul mare) sul basso adriatico a notevole distanza dalla costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (SI - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% dei costi, lasciando la restante parte a carico dei cittadini. Se la sua famiglia fosse chiamata a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questo programma, lei come voterebbe? ».*

Nella quantificazione della DAP, come detto, è stato proposto un ammontare monetario di 5€, 10€, 25 €, 50€

Dalla Tabella 1, sopra riportata, si evince che ad Accadia su 200 abitanti, 87 (43,5%) sono disposte a pagare e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €.

A Sant'Agata di Puglia su 200 persone sono disposte a pagare 95 persone (47,5%) e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €.

Mediando ulteriormente i dati dei due comuni possiamo dire che il 45,5% dei residenti è disposto a pagare una somma di 17,6 €, per delocalizzare il parco eolico e non avere l'impatto visivo da esso prodotto. Considerando inoltre che la ricerca è del 2006 e che l'indice di rivalutazione ISTAT da gennaio 2006 ad aprile 2018 è rai a 1,181, abbiamo  $17,6 \text{ €} \times 1,181 = 20,80 \text{ €}$ .

Passando ora al caso del Parco Eolico di San Pancrazio e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni dauni, possiamo considerare che il 60% della popolazione residente sia disposta a pagare 40 € per delocalizzare il parco eolico. Si vuole evidenziare che tale percentuale è di gran lunga sovrastimato: la petizione presentata dall'Amministrazione comunale di San Pancrazio contro la realizzazione del progetto in esame è stata sottoscritta da 1744 cittadini di San Pancrazio (=2090 firme totali-346 firme residenti fuori Comune), ovvero dal 17,5% dei residenti.

La popolazione residente la riferiamo a quella complessiva di tutti i comuni che si trovano in un intorno di 10 km dal Parco Eolico

Comune	Provincia	Distanza (km)	Popolazione (ab.)	Data Rilevamento
San Pancrazio Salentino	BR	2,4	9.975	31-dic-16
Torre Santa Susanna	BR	7,1	10.537	31-dic-16
Erchie	BR	4,5	8.772	31-dic-16
Avetrana	TA	4,5	6.700	31-dic-16
Manduria	TA	10,5	31.360	31-dic-16
San Donaci	BR	10,2	6.669	31-dic-16
Guagnano	LE	11	5.748	31-dic-16
TOTALE			79.761	
<b>60% del TOTALE</b>			<b>47.857</b>	

E quindi il costo ambientale stimato per l'impatto visivo prodotto dalla realizzazione del parco eolico è di

$$47.857 \times 40 \text{ €} = 1.914.280,00 \text{ €}$$

Rapportandolo anche in questo caso alla quantità di energia prodotta nei venti anni, abbiamo:

$$1.914.280,00 \text{ €} / 2.080.000.000 \text{ kWh} = 0,00092 \text{ €/kWh}$$

Questo costo esterno non tiene conto del valore assegnato al paesaggio dai turisti e non residenti che attraversano l'area. Non trattandosi comunque di un'area turistica, ma tipicamente agricola, incrementiamo il costo ambientale calcolato per i residenti del 30%, ottenendo infine una stima del costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico:

$$\text{costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico} = 0,0012 \text{ €/kWh}$$

ovvero un costo esterno complessivo di **2.496.000.000,00 €**

### Valore delle immissioni di CO<sub>2</sub> evitate

Un'altra esternalità, questa volta positiva, che va presa in considerazione è quella del valore economico delle immissioni di CO<sub>2</sub> evitate producendo energia da fonte rinnovabile eolica anziché da fonte fossile.

Un valore monetario conservativo della CO<sub>2</sub> evitata è di 25 €/t ovvero 0,025 €/kg. Tale valore è calcolato avendo come riferimento i seguenti prezzi: prezzo petrolio 59 \$/barile, prezzo del gas naturale 6,05 €/GJ, prezzo del carbone 1,6 €/GJ. Sottolineiamo che tali prezzi sono molto bassi, basti pensare che oggi il *Brent* (una qualità di petrolio) è quotata più di 70 \$/barile.

In relazione al mix di produzione di energia da fonte fossile in Italia si stima che per ogni kWh prodotto da fonte rinnovabile si evita l'immissione in atmosfera di 0,56 kg di CO<sub>2</sub> (fonte Ministero Ambiente).

Quindi, stimiamo il valore delle immissioni di CO<sub>2</sub> evitate per kWh prodotto pari a:

$$0,025 \text{ €/kg} \times 0,56 \text{ kg/kWh} = 0,014 \text{ €/kWh}$$

### Costo di produzione dell'energia

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio.

In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità al sito.

Innanzitutto è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, in quanto la fisica chiarisce che la potenza della vena fluida è proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, matematicamente si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore.

Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili, una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il "combustibile", in quanto il vento è una risorsa assolutamente gratuita e perciò disponibile liberamente.

Si deve tener anche conto del fatto che, nel breve termine, i costi iniziali di investimento predominano rispetto a quelli di esercizio, comportando una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, in modo particolare se si ricorre a finanziamenti di terzi.

Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni delle macchine eoliche.

In letteratura esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici. Il più utilizzato è quello che utilizza l'approccio del "costo di produzione costante dell'energia", rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo *LCOE (Levelized Cost of Energy)*. Questo tipo di approccio, utilizzato, fra l'altro, per confrontare il costo della generazione elettrica delle diverse fonti (fossili e non), tiene conto dei costi di investimento del capitale, del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti (O&M) e del costo del combustibile; costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. E' evidente che il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie rinnovabili, mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

Come indicato dai dati rilevati da Althesis nell'ultimo IREX Report il costo medio dell'energia elettrica prodotta da fonte eolica in Europa nel 2017, inteso come *Levelized Cost of Electricity (LCOE)*, è stato di **44,2 euro a MWh**, in Italia di 61,2 €/MWh nonostante nel nostro Paese ci sia stato il calo più importante rispetto al 2016: - 10,8% contro il -2,6% della media europea.



A pesare da noi è soprattutto il costo del denaro, molto più alto che in altri mercati: quasi triplo rispetto a quello della Danimarca.

Per quanto attiene il Parco Eolico San Pancrazio Torrevecchia dal momento che utilizza macchine di ultima generazione molto efficienti che sfruttano molto bene la risorsa eolica dell'area, possiamo tranquillamente stimare un costo di produzione dell'energia elettrica pari a:

50 €/MWh ovvero 0,05 €/kWh

### Prezzo dell'energia

Per poter valutare compiutamente costi e benefici va stimato il prezzo dell'energia, in altri termini il valore di quanto prodotto dal parco eolico.

Il prezzo medio di acquisto dell'energia in Italia negli ultimi 12 mesi (giugno 2017 – maggio 2018) è stato di 53,48 €/MWh, ovvero 0,0535 €/kWh (Fonte GME).

### Costi benefici

In base alle valorizzazioni dei costi esterni sopra riportate dalla seguente tabella è possibile immediatamente quantificare i benefici economici dalla produzione di energia elettrica per il Parco Eolico in progetto.

Prezzo vendita energia	0,0535	€/kWh
LCOE	0,0500	€/kWh
Costo esterno impatto acustico	0,0008	€/kWh
Costo esterno impatto visivo	0,0120	€/kWh
Valore emissioni CO2 evitate	0,0140	€/kWh
<b>SALDO COSTI BENEFICI</b>	<b>0,0047</b>	<b>€/kWh</b>

Il saldo costi benefici è pertanto positivo.

Soffermandoci sugli aspetti prettamente ambientali verifichiamo che i costi esterni dovuti ad impatto acustico e visivo, il cui valore è complessivamente stimato in 0,0128 €/kWh sono di fatto compensati dal valore delle emissioni di CO<sub>2</sub> evitate. (0,014 €/kWh), anche se si tratta di benefici globali a scapito di impatti locali.

Volendo rimanere nell'ambito locale, però, è doveroso fare delle osservazioni.

Considerando la ripartizione percentuale dei costi di realizzazione di un impianto eolico abbiamo che:

- Costruzione delle fondazioni incidono per il 6,5 %, sui costi totali di costruzione
- La realizzazione della viabilità per l'1%
- La posa dei cavidotti per 0,5%
- Il costo di affitto/ diritto superficie dei terreni per il 4% (in venti anni)

Possiamo con assoluta certezza affermare in base alle numerose esperienze pregresse che tutti questi costi diventano, *in gran parte*, introiti per imprese o attori locali. Basti pensare che per la realizzazione dei plinti è necessario utilizzare impianti di betonaggio, che non possono essere distanti dall'area di cantiere, o ancora che gli inerti utilizzati per la costruzione delle strade devono provenire da cave prossime all'impianto per ovvi motivi legati ai costi di trasporto.

Per l'impianto in progetto di San Pancrazio Torrevecchia, considerando il costo complessivo per la costruzione dell'impianto di 40 milioni di euro, abbiamo

- Costo fondazioni: 2,6 milioni di euro (6,5% del totale del costo di costruzione)
- Costo viabilità: 0,4 milioni di euro (1% del totale)
- Costo posa cavidotti: 0,2 milioni di euro (0,5% del totale)
- Costo terreni (20 anni): 1,6 milioni di euro (4% del totale)

Per quanto attiene ai costi di costruzione (costo fondazioni, costo viabilità, costo posa cavidotti per complessivi 3,2 milioni di euro), facciamo l'ulteriore ipotesi che il 20% sia appannaggio del General Contractor, che supponiamo essere impresa non locale, il restante 80% sia appannaggio dei sub – contractor locali. Quindi complessivamente le imprese locali introitano 2,56 milioni di euro.

A questi si aggiunge un gettito fiscale annuo (IMU e TASI), a favore dell'Amministrazione locale, di circa 10mila euro a aerogeneratore e quindi complessivamente 100 mila euro annuo per 20 anni, pari a 2 milioni di euro.

Complessivamente il parco eolico in 20 anni genera per la comunità locale **almeno 6,16 milioni** di euro, che vanno a compensare completamente i costi esterni (vedi tabella sotto).

- Costo esterno per impatto visivo 2,5 milioni di euro circa
- Costo esterno per impatto acustico 1,66 milioni di euro

	Costi esterni (M€)	Introiti per la comunità locale (M€)	
Impatto visivo	2,5	2,08	Fondazioni aerogeneratori.
Impatto acustico	1,66	0,32	Opere civili strade
		0,16	Posa cavidotti
		1,6	Terreni (20 anni)
		2,0	Tasse locali (20 anni)
<b>TOTALE</b>	<b>4,16</b>	<b>6,16</b>	<b>TOTALE</b>

In definitiva abbiamo un saldo ambientale in positivo (2 M€ in venti anni) anche se consideriamo **benefici locali e impatti locali**

Non solo. Le Linee Guida Nazionali nell'Allegato 2 "Criteri per l'eventuale fissazione di misure compensative", fermo restando (art. 2) affermano "...che non è dovuto alcun corrispettivo monetario in favore dei Comuni l'Autorizzazione Unica può prevedere l'individuazione di misure compensative, a carattere non meramente patrimoniale a favore degli stessi Comuni e da orientare su interventi di miglioramento ambientale correlati alla mitigazione degli impatti riconducibili al progetto...", le "...eventuali misure di compensazione ambientale non possono comunque essere superiori al 3% dei proventi derivanti dalla valorizzazione dell'energia elettrica prodotta annualmente dall'impianto". "L'Autorizzazione Unica comprende indicazioni dettagliate sull'entità delle misure compensative e sulle modalità con cui il proponente provvede ad attuare le misure compensative, pena la decadenza dell'Autorizzazione Unica".

In pratica a seguito di specifico accordo tra Amministrazione Comunale e Società proponente è possibile definire delle misure di compensazione ambientale, di importo massimo pari al 3% dei proventi ottenuti dalla vendita di energia.

Nel progetto in esame il 3% dei proventi annuali netti legati alla produzione di energia elettrica si stimano intorno a 130.000,00 €, che nei vent'anni potranno essere pari a 2,6 M€.

E quindi i benefici locali complessivi diventano circa 4,6 M€ (2+2,6) in venti anni.

Facciamo, infine, un'altra considerazione.

Da una parte i costi esterni come evidenziato nell'analisi sopra riportata sono stati volutamente e sicuramente sovrastimati. Dall'altra, non sono stati invece considerati ulteriori introiti "locali", come le manutenzioni non specialistica (strade, impianti ausiliari in SSE) che sono tipicamente affidate ad imprese locali, guardiania dell'impianto durante l'esercizio, ricadute economiche su ricettività e ristorazione locale durante la costruzione dell'impianto, possibilità di assunzione di personale locale con compiti di controllo tecnico e gestionale sull'impianto.

In definitiva riteniamo che i vantaggi economici per la comunità locale, anche considerando i *costi esterni* generati dagli impatti, siano sicuramente positivi e comunque sottostimati.

## 9. ITER AUTORIZZATIVO ADOTTATO

**4. Con riferimento al Quadro di Progettuale e alla fase di esercizio, esplicitare con apposito documento l'iter autorizzativo adottato ai fini dell'esercizio e la durata di funzionamento dell'impianto.**

L'autorizzazione degli impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile è regolata dal D.lgs. 387/2003 e s.m.i. ed in particolare dall'art. 12 ("razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative") con cui il legislatore al fine di incentivare la produzione di energia da fonti rinnovabili ha dettato una disciplina normativa ad hoc con il preciso intento di semplificare l'iter autorizzativo per questa tipologia di impianti.

In particolare si prevede che la costruzione ed esercizio degli impianti di produzione di energia da fonte rinnovabile nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione ed esercizio degli impianti stessi siano soggetti ad un procedimento unico che si conclude entro un tempo stabilito con il rilascio dell'Autorizzazione Unica. Tale provvedimento conclusivo ingloba tutti gli atti di assenso necessari, comunque denominati, e ove occorra costituisce altresì variante allo strumento urbanistico (art. 12 commi 3 e 4). Altro profilo di peculiare efficacia dell'AU è la qualificazione normativa delle opere oggetto della stessa come di pubblica utilità, ed indifferibili ed urgenti (art. 12, comma 1), qualificazione anche questa funzionale alla massima diffusione delle energie rinnovabili. **Da qui indubbi profili di specialità** per tale provvedimento autorizzativo.

Successivamente il 16 giugno 2017 è stato emanato il D.lgs. n. 104/2017 che integra e sostituisce alcuni articoli del D.lgs. 152/2006. Per quanto di nostro interesse il D.lgs. 104/2017 ha inserito (Allegato II alla Parte Seconda, comma 2) tra i progetti sottoposti a VIA di competenza **statale** gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW.

Si sottolinea che, come ampiamente affermato anche dalla giurisprudenza, la VIA costituisce un *sub procedimento* che si inserisce, senza sostituirlo, nel provvedimento principale e conclusivo di AU. Nel procedimento di VIA vanno comunque acquisiti una serie di pareri (quelli di natura ambientale e paesaggistica) che ovviamente non andranno poi replicati in sede di AU. Ad ogni modo solo a seguito dell'ottenimento della AU (ai sensi del D.lgs. 387/03) l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto da fonte rinnovabile è compiuta. Solo con l'AU, fra l'altro, possono essere acquisiti dei diritti (variante allo strumento urbanistico, pubblica utilità), che permettono concretamente la costruzione ed esercizio di un impianto da fonte rinnovabile.

Partendo da questo corpo normativo la società proponente:

- con nota prot. n. 046/18/TGreen/MF-ab del 27/02/2018 acquisita al prot. 5333/DVA del 05/03/2018, ha presentato istanza di VIA al MATTM secondo quanto previsto dall'art. 23 del D.lgs. 152/2006, così come modificato dal D.Lgs 104/2017;
- in data 06/03/2018 ha presentato istanza di AU alla Regione Puglia secondo quanto previsto dall'art. 12 del D.lgs. 387/2003 e s.m.i..

Per quanto attiene la durata della AU, che rammentiamo essere una autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto, la Regione Puglia con Determina del Dirigente Sezione Infrastrutture Energetiche n. 49 del 24 ottobre 2016, in applicazione del D.M. 23 giugno 2016,

ha disposto (art. 2) che *“le Autorizzazioni Uniche da rilasciare ai sensi del D.Lgs. 387/2033 debbano prevedere una durata pari a 20 anni a partire dall’entrata in esercizio commerciale dell’impianto”*.

Con ovvia applicazione di detta Determina Dirigenziale anche al progetto in esame, che pertanto potrà essere esercito per 20 anni.

Terminata tale vita utile l’impianto dovrà essere dismesso.

**10. INTEGRAZIONE STUDIO DI IMPATTO VISIVO E PAESAGGISTICO**

*5. In merito allo studio sull'impatto visivo e paesaggistico riesaminare gli indicatori di impatto, implicando tra l'altro punti di osservazione più specifici (Masserie, strade poderali, muretti a secco,) presenti nell'area. Inserire in ogni caso ulteriori foto-inserimenti da posizioni maggiormente significative rispetto a quelle già depositate.*

Si veda documento allegato: Studio di visibilità – integrazioni – 25 giugno 2018

**11. PIANO DI MONITORAGGIO AVIFAUNA**

*6. Fornire maggiori informazioni relative all'avifauna, proponendo un piano di monitoraggio ante operam che consenta di verificare le attuali condizioni dell'area*

Si veda documento allegato: Piano di Monitoraggio Ambientale – 25 giugno 2018



## 12. IMPATTI IN FASE DI REALIZZAZIONE DELL'OPERA

*7. Integrare il SIA con i dettagli degli impatti in fase di realizzazione dell'opera (lavori) considerate le rilevanti dimensioni delle torri e delle pale, fornire dati e informazioni con particolare riferimento ai trasporti ed alla logistica di progetto. Descrivere adeguatamente nella Relazione Tecnica e recepire nel SIA l'aspetto delle piste di cantiere.*

La realizzazione dell'impianto prevede una serie articolata di lavorazioni, complementari tra di loro, che possono essere sintetizzate mediante una sequenza di otto fasi, determinata dall'evoluzione logica, ma non necessariamente temporale. Per ciascuna di queste fasi daremo una descrizione sintetica delle attività lavorative da svolgere e quindi una analisi degli impatti da esse prodotti sull'ambiente, e i relativi interventi di mitigazione.

**Fase 1** - Riguarda la "predisposizione" del cantiere attraverso i rilievi sull'area e la realizzazione delle piste d'accesso alle aree del campo eolico. Segue a breve l'allestimento dell'area di cantiere recintata, ed il posizionamento dei moduli di cantiere. In detta area sarà garantita una fornitura di energia elettrica e di acqua.

**Fase 2** – Realizzazione di nuove piste e piazzole ed adeguamento delle strade esistenti, per consentire ai mezzi speciali di poter raggiungere, e quindi accedere, alle singole aree di lavoro gru (piazzole) in prossimità delle torri, nonché la realizzazione delle stesse aree di lavoro gru.

**Fase 3** – Scavi per i plinti e per i pali di fondazione, montaggio dell'armatura dei pali e dei plinti, posa dei conci di fondazione e verifiche di planarità, getto del calcestruzzo.

**Fase 4** – Realizzazione dei cavidotti interrati (per quanto possibile lungo la rete viaria esistente o su quella di nuova realizzazione) per la posa in opera dei cavi dell'elettrodotto.

**Fase 5** – Trasporto dei componenti di impianto (tronchi di torri tubolari, navicelle, hub, pale) montaggio e sistemazione delle torri, delle pale e degli aerogeneratori.

**Fase 6** - Cantiere per Sottostazione Elettrica (SSE), con realizzazione di opere civili, montaggi elettromeccanici, cablaggi, connessioni elettriche lato utente e lato Rete di Trasmissione Nazionale.

**Fase 7** – Collaudi elettrici e start up degli aerogeneratori.

**Fase 8** – Opere di ripristino e mitigazione ambientale: riduzione delle piste e piazzole di cantiere e il conseguente trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro gru e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni ex ante. Ricostruzione dei muretti a secco.

### Fase 1 - Predisposizione del cantiere – Descrizione delle lavorazioni

All'inizio dei lavori si procederà, di concerto con le imprese esecutrici dei lavori, all'individuazione di un'area in prossimità dell'impianto destinata a deposito e baraccamenti (area logistica di cantiere), con dimensioni previste di riferimento di 50x70 m (3.500 mq), completamente recintata con cancelli per l'accesso. In corrispondenza dell'accesso all'area sarà apposto il cartello di cantiere, e la cartellonistica con obblighi e divieti.

All'interno dell'area di cantiere saranno ubicati i baraccamenti, realizzati con moduli prefabbricati polifunzionali con dimensioni di riferimento 6,00x2,50x2,50m (tipo A) e 4,00x2,50x2,50 (tipo B). Tre adibiti ad uso ufficio, uno adibito ad uso refettorio, due adibiti a spogliatoio/doccia.

A fine dei lavori l'area sarà completamente smantellata e saranno ripristinate le condizioni ex-ante.

Le attività che sarà necessario svolgere per la realizzazione dell'area sono:

- 1) Scotico superficiale del terreno vegetale (per uno spessore di 20-30 cm), e accantonamento nei pressi dell'area stessa del terreno vegetale (a fine lavori utilizzato per il ripristino).
- 2) Posa di materiale lapideo duro spessore 20-30 cm proveniente da cave di prestito con pezzatura 7-10 cm (strato di fondazione della struttura stradale), compattazione a strati.
- 3) Strato di base della struttura stradale spessore 10 cm da eseguirsi con materiale di granulometria fine 0,2-2 cm che andrà anche a saturare il materiale sottostante.
- 4) Realizzazione di una recinzione (altezza di riferimento 2,3 m circa), con rete a maglia sciolta da fissare a paletti infissi nel terreno e opportunamente controventati.
- 5) Installazione dei moduli prefabbricati (baracche di cantiere), con l'ausilio di gru di opportuna portata e caratteristiche.
- 6) Installazione di impianto elettrico di cantiere alimentato direttamente dalla rete di distribuzione (se disponibile nell'area), ovvero da gruppo elettrogeno alimentato a gasolio.

### Fase 1 - Predisposizione del cantiere – impatti prodotti nell'ambiente circostante

In relazione alle attività sopra descritte si prevedono i seguenti impatti potenziali sull'ambiente circostante.

- a) Rumore, legato all'utilizzo delle macchine movimento terra e di altri macchine utensili (p.e. macchine battipalo per infissione paletti recinzione). Ai fini normativi per la fase di cantiere vale quanto prescritto dall'art. 17, comma 3 e 4, della L.R. 3/02, secondo il quale: *“3. le emissioni sonore, provenienti da cantieri edili, sono consentite negli intervalli orari 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00, fatta salva la conformità dei macchinari utilizzati a quanto previsto dalla normativa della Unione europea e il ricorso a tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo, salvo deroghe autorizzate dal Comune”*. *“4. Le emissioni sonore di cui al comma 3, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell'edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A) negli intervalli orari di cui sopra. Il Comune interessato può concedere deroghe su*

*richiesta scritta e motivata, prescrivendo comunque che siano adottate tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo sentito la AUSL competente.”. dal momento che il cantiere si svolge in aree agricole sufficientemente distanti da edifici rurali abitati è prevedibile che il limite dei 70 dB(A) misurato in facciata degli edifici abitati sia rispettato. Ad ogni modo, in via cautelativa, in accordo al comma 4, dell’art 17, della L.R. 3/02, prima dell’inizio delle attività di cantiere, sarà richiesta autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici.*

- b) Polvere. Lo scotico del terreno vegetale e la realizzazione del piazzale con materiale inerte potrà generare il sollevamento di polvere soprattutto nelle giornate secche e ventose. In tal caso si interverrà con bagnatura dei materiali anche più volte al giorno con l’ausilio di autobotti.
- c) Consumo di territorio. Un’area di circa 3.500 mq che per un periodo di circa 1 anno sarà ricoperta con inerti (di origine naturale). Tuttavia è previsto che a fine cantiere l’area sarà ripristinata con rimozione dello strato di inerti e riposizionamento del terreno vegetale inizialmente rimosso. In tal modo l’area potrà essere recuperata completamente all’uso agricolo, rendendo l’impatto completamente recersibile.

**Fase 2 – Realizzazione di piste e piazzole – Descrizione delle lavorazioni**

Una delle prime attività necessaria alla costruzione del parco eolico è la realizzazione della viabilità da utilizzare sia per il passaggio dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, autocarri), sia dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto delle navicelle con gli aerogeneratori, delle pale, dei rotor e dei tronchi tubolari delle torri.

La viabilità sarà realizzata sia adeguando strade esistenti, sia realizzandone di nuove (piste). Le piste interne così realizzate avranno la funzione di permettere l'accesso all'intera area interessata dalle opere, con particolare attenzione ai mezzi speciali adibiti al trasporto dei componenti di impianto (navicella, hub, pale, tronchi di torri tubolari).

In questa fase saranno realizzate anche le piazzole antistanti le posizioni degli aerogeneratori che saranno utilizzate per il posizionamento della gru di montaggio dei componenti (navicella, hub, pale tronchi delle torri tubolari) e per il loro momentaneo stoccaggio prima del montaggio.

Dopo la realizzazione, nella fase di esercizio dell'impianto, dovrà essere garantito esclusivamente l'accesso agli aerogeneratori da parte dei mezzi per la manutenzione; si procederà pertanto, prima della chiusura dei lavori, al ridimensionamento delle piste e delle piazzole, con il ripristino ambientale delle aree non utilizzate.

Le piste avranno larghezza di 5-6 m, e raggio interno di curvatura non inferiore a 45 m; dovranno inoltre permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale anche superiore a 100 t.

Il manto stradale dovrà essere perfettamente in piano, dal momento che alcuni autocarri utilizzati per il trasporto dei componenti hanno una luce libera da terra di soli 10 cm.

La realizzazione di tali piste prevede le seguenti opere:

- 1) Scavo di sbancamento dello strato di terreno vegetale, laddove presente, per apertura della sede stradale, con uno spessore medio di 20-40 cm;
- 2) Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti,
- 3) Strato di fondazione per struttura stradale, dello spessore di 20 cm, da eseguirsi con materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava), avente assortimento granulometrico con pezzatura 7-10 cm;
- 4) Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 20 cm e pezzatura 0,2-2 cm, da eseguirsi con materiali idonei alla compattazione, provenienti da cave di prestito o dagli scavi di cantiere. Si prevede il compattamento a strati.
- 5) La superficie terminale dovrà garantire il deflusso delle acque meteoriche.

Le piazzole di montaggio interesseranno un'area delle dimensioni di metri 30 di larghezza e metri 50 di lunghezza, dovranno sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m<sup>2</sup>. La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%.

La realizzazione delle piazzole prevede le seguenti lavorazioni, sostanzialmente simili a quelle per la realizzazione delle piste:

- 1) Scavo di sbancamento per apertura della sede stradale, con uno spessore medio di 30-50 cm;
- 2) Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti;
- 3) Strato di fondazione per struttura stradale, dello spessore di 30-50 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;
- 4) Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 20 cm sia per l'area destinata ad ospitare la gru di montaggio dell'aerogeneratore sia 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. Si prevede il compattamento a strati.
  - 5) La superficie terminale dovrà garantire la planarità il corretto posizionamento della gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche

La viabilità esistente all'interno del parco ha le tipiche caratteristiche di strade di accesso a terreni agricoli, con pavimentazione in terra battuta o in asfalto e larghezza variabile tra 2,50 e 4,00 metri. Pertanto, per garantire il passaggio dei mezzi speciali, si renderà necessario, in alcuni tratti, un adeguamento della sezione stradale, che consisterà principalmente nell'allargamento della sede, sino a 5 m per i tratti rettilinei e 6 m per le curve. Ove necessario, le curve avranno una larghezza superiore, in modo da garantire il minimo raggio di curvatura richiesto, pari a 45 m.

I tratti interessati sono prevalentemente rettilinei e caratterizzati da pendenze limitate e dunque i lavori consisteranno prevalentemente nel semplice allargamento della sede stradale, da realizzarsi mediante le seguenti attività:

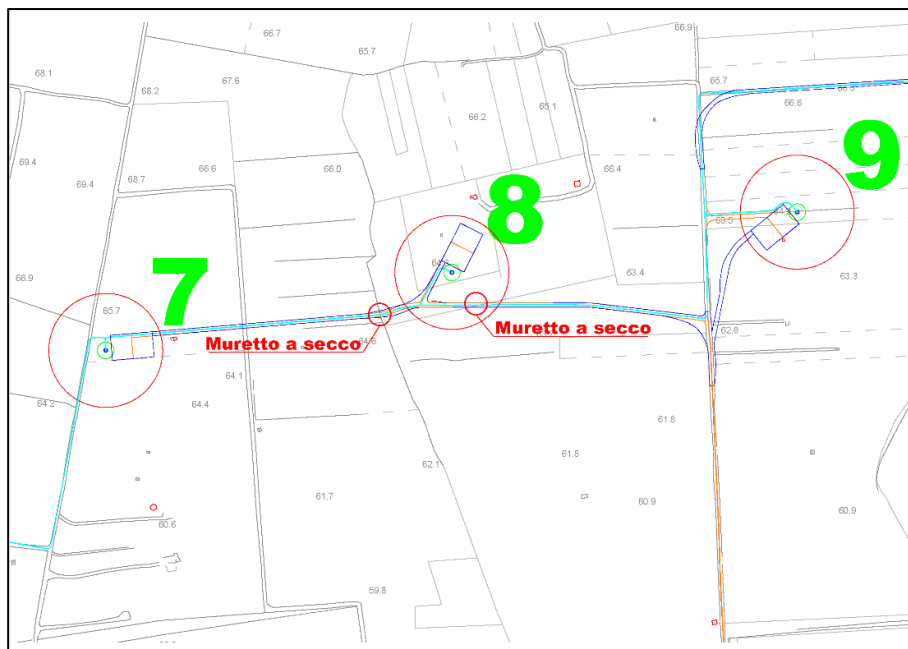
- 1) pulizia delle banchine da erbe, cespugli, pietre di qualsiasi dimensione o altro allo scopo di renderle carrabili;
- 2) sbancamento del terreno vegetale e compattamento dello stesso, per renderlo idoneo alla posa del rilevato nelle modalità indicate alla voce corrispondente;
- 3) Eventuale posa di geotessile di separazione del piano di posa degli inerti;
- 4) Strato di fondazione per struttura stradale, di spessore variabile a seconda della quota del piano campagna rispetto al piano stradale esistente, da eseguirsi con materiale lapideo duro proveniente da cave di prestito (misto cava), avente assortimento granulometrico con pezzatura 7-10 cm;
- 5) Formazione di strato di base per struttura stradale, dello spessore di 20 cm e pezzatura 0,2-2 cm, da eseguirsi con materiali idonei alla compattazione, provenienti da scavi di cantiere o da cave di prestito. 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.

Per la realizzazione di alcune piste di cantiere si renderà necessario l'abbattimento di alcuni tratti di muretti a secco, precisamente in tre posizioni come di seguito meglio specificato.

La strada di accesso all'aerogeneratore 8 di progetto interseca un muretto a secco, così come la strada di accesso all'aerogeneratore 7 di progetto.

- Il primo (strada di accesso aerogeneratore 8) è ricoperto di rovi di scarso interesse conservazionistico. La realizzazione della pista di cantiere renderà necessaria la demolizione di un tratto di circa 25 m di lunghezza, che sarà solo parzialmente ripristinato, poiché anche la strada di esercizio attraversa questo tratto. E' previsto che il varco della strada di esercizio sia ridotto ad una larghezza di circa 4 m.

- Sul secondo (strada di accesso aerogeneratore 7) è presente della macchia mediterranea unitamente a canne e fichi d'india. La realizzazione della strada di progetto renderà necessario l'abbattimento del muretto e l'estirpazione della vegetazione per un tratto di circa 7-8 m di lunghezza. La strada sarà poi ridotta a circa 4 m nella fase di esercizio, con conseguente ripristino di una parte del muretto a sezzo



*Posizione muretti a secco interferenti con strada di accesso a WTG7 da WTG8*



*Primo muretto a secco (strada di accesso WTG8) ricoperto da rovi nel tratto interessato dalla viabilità di progetto*



*Secondo muretto a secco (strada di accesso WTG 7) visto da est nel tratto interessato dalla viabilità di progetto*



*Secondo muretto a secco (strada di accesso WTG7) visto da ovest nel tratto interessato dalla viabilità di progetto*

Il terzo tratto di muretto a secco (nei pressi dell'aerogeneratore n. 6 di progetto) interferisce in realtà con il solo cavidotto interrato. Pertanto è previsto l'abbattimento di un tratto di circa 5 m di larghezza per consentire l'operatività dei mezzi utilizzati per lo scavo della trincea di cavidotto e per la successiva posa dei cavi. Terminata la costruzione dell'opera il muretto a secco sarà completamente ripristinato. Questo muretto nel tratto interessato dal cavidotto è privo di vegetazione nel suo intorno.



*Posizione muretto a secco presso WTG 6 interferente con il solo cavidotto*



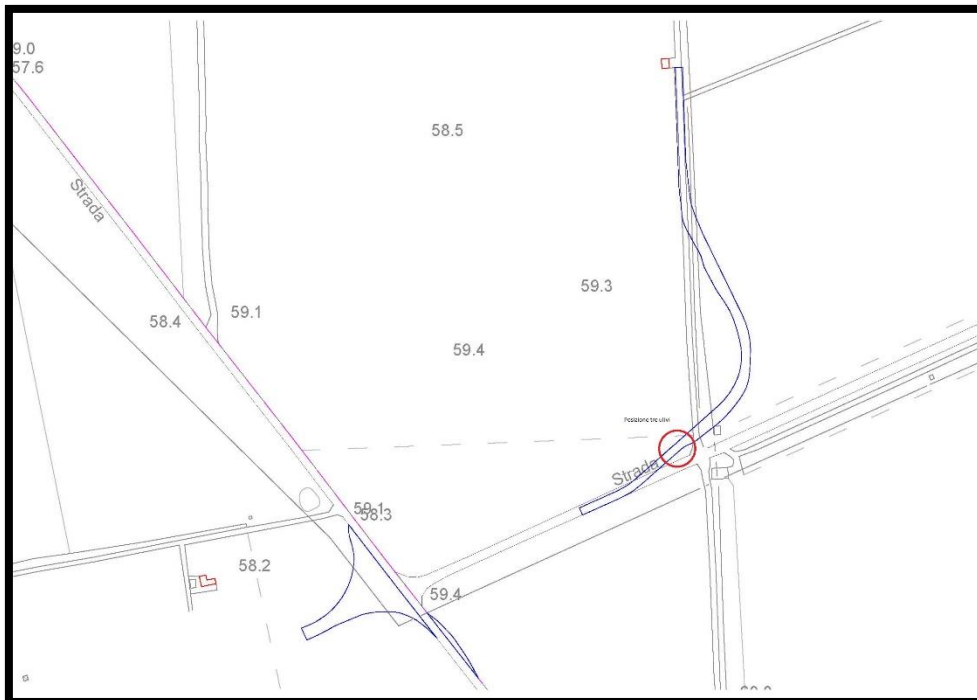
*Muretto a secco interessato dal cavidotto nei pressi della WTG 6. Il passaggio del cavidotto avviene in un punto privo di vegetazione*



E' previsto, inoltre, l'espianto / reimpianto di tre alberi di ulivo che dovranno essere momentaneamente spostati per consentire la realizzazione della strada necessaria per il passaggio dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto dei componenti degli aerogeneratori (tronchi di torre tubolare, pale, navicella, hub). Gli ulivi, terminati i trasporti saranno reimpiantati, nelle posizioni originarie seguendo opportune regole agro – tecniche. Trattasi di tre ulivi giovani (età presumibile 5 anni) della varietà Cellina di Nardò da poco piantati per l'infittimento di un oliveto più antico (età presumibile 70-80 anni). Lo stato vegetativo attuale risulta scadente, esse presentano uno stato di essiccamento precoce. Una delle tre piante ha probabilmente cessato lo stato vegetativo. Le piante erbacee spontanee alla base delle piante non sono di particolare pregio né di interesse biologico-vegetazionale, ma si tratta di comuni specie tipiche di ambienti disturbati da pratiche antropiche.



*Posizione ulivi da espiantare /reimpiantare*



*Stralcio CTR con strade di cantiere (in blu) e posizione (cerchio rosso) dei tre ulivi da espianare/reimpiantare*



*Ulivo 1 da espianare – reimpiantare (Foto febbraio 2018)*



*Ulivo 2 da espiantare – reimpiantare (Foto febbraio 2018)*



*Ulivo 3 da espiantare – reimpiantare (Foto febbraio 2018)*

Un altro aspetto che riguarda la realizzazione di piste e piazzole necessarie alla costruzione dell'impianto è la loro occupazione territoriale.

L'estensione delle superfici occupate in fase di cantiere per la realizzazione della piazzola in corrispondenza di ciascun aerogeneratore ammonta a circa  $50 \times 30 = 1.500 \text{ m}^2$  per un totale di circa 1,5 ettari per i dieci aerogeneratori.

L'occupazione delle strade di cantiere sarà complessivamente pari a circa 31.000 mq.

L'area di cantiere occuperà un'area di 3.500 mq, e sarà anch'essa realizzata con materiale inerte di origine naturale proveniente da cave di prestito. Non ci saranno aree asfaltate.

Inoltre la SSE elettrica occuperà un'area di circa 1.050 mq e l'area occupata da ciascun plinto di fondazione degli aerogeneratori è di circa 315 mq, per un totale di 3.150 mq per dieci aerogeneratori.

In definitiva l'occupazione territoriale complessiva in fase di cantiere sarà:

Piazzole	15.000 mq
Plinti aerogeneratori	3.150 mq
Strade cantiere	31.000 mq
SSE	1.050 mq
Area cantiere	3.500 mq
<b>TOTALE</b>	<b>53.700 mq</b>

Vedremo nel paragrafo successivo le modalità di ripristino e quindi le modalità di riduzione dell'entità dell'occupazione territoriale.

**Fase 2 – Realizzazione di piste e piazzole – Impatti prodotti nell’ambiente circostante**

In relazione alle attività sopra descritte si prevedono i seguenti impatti potenziali sull’ambiente circostante.

- a) Rumore, legato all’utilizzo delle macchine movimento terra e di altre macchine utensili (p.e. macchine battipalo per infissione paletti recinzione). Ai fini normativi per la fase di cantiere vale quanto prescritto dall’art. 17, comma 3 e 4, della L.R. 3/02, secondo il quale: “3. *le emissioni sonore, provenienti da cantieri edili, sono consentite negli intervalli orari 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00, fatta salva la conformità dei macchinari utilizzati a quanto previsto dalla normativa della Unione europea e il ricorso a tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo, salvo deroghe autorizzate dal Comune*”. “4. *Le emissioni sonore di cui al comma 3, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell’edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A) negli intervalli orari di cui sopra. Il Comune interessato può concedere deroghe su richiesta scritta e motivata, prescrivendo comunque che siano adottate tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo sentita la AUSL competente.*”. dal momento che il cantiere si svolge in aree agricole sufficientemente distanti da edifici rurali abitati è prevedibile che il limite dei 70 dB(A) misurato in facciata degli edifici abitati sia rispettato. Ad ogni modo, in via cautelativa, in accordo al comma 4, dell’art 17, della L.R. 3/02, prima dell’inizio delle attività di cantiere, sarà richiesta autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici. Per quanto attiene gli effetti del rumore su fauna e avifauna il rumore prodotto da escavatori camion ed altri mezzi ed attrezzature utilizzati durante la costruzione dell’impianto non è diverso da quello prodotto dalle macchine operatrici agricole a cui gli animali sono abituati. Pertanto l’impatto è sicuramente tollerabile, è da escludere l’ipotesi di un allontanamento definitivo dall’area di specie faunistiche o avifaunistiche. Inoltre qualora dal Piano di Monitoraggio *ante operam* emergano particolari criticità, ovvero si individuino, nidi, tane, siti riproduttivi, in prossimità di un tratto di pista, si eviterà di lavorare in questa posizione durante il periodo di riproduzione (aprile – giugno). Riteniamo comunque che dal Piano di Monitoraggio non emergerebbero particolari criticità dal momento che l’area individuata per il progetto non interessa né habitat naturali né habitat di specie di importanza conservazionistica
- b) Polvere. Lo scotico del terreno vegetale e la realizzazione di piste e piazzole con materiale inerte potrà generare il sollevamento di polvere soprattutto nelle giornate secche e ventose. In tal caso si interverrà con bagnatura dei materiali anche più volte al giorno con l’ausilio di autobotti.
- c) Muretti a secco. Per la realizzazione delle piste di cantiere si renderà necessario l’abbattimento di tre tratti di muretti a secco per una lunghezza di 7 m, 25 m, 5 m. I muretti, nei tratti interessati dalle piste, hanno altezza variabile da 80 cm a 1,4 m circa. Finita la costruzione uno sarà integralmente ricostruito, un altro sarà parzialmente ricostruito il varco sarà ridotto da 7 m a 4 m, il terzo sarà anch’esso ricostruito con riduzione del varco da 25 m a 4 m. L’apertura di un varco di larghezza di 4 m è necessaria per l’esercizio dell’impianto (piste di esercizio). La ricostruzione, in tutti i casi avverrà per quanto più possibile utilizzando lo stesso pietrame proveniente dall’abbattimento (che sarà momentaneamente accantonato), eventualmente integrato con pietrame avente stessa pezzatura e caratteristiche. La

ricostruzione avverrà a cura di imprese specializzate diffuse nella zona. Per quanto concerne la vegetazione che tipicamente cresce intorno ai muretti, come detto e come evidenziato dalla documentazione fotografica, uno ne è privo (apertura varco di 5 m e successivo totale ripristino), un altro è ricoperto da rovi (apertura varco di 25 m, e ripristino parziale), che non hanno alcun valore conservazionistico. Il terzo (apertura varco di 7 m, e ripristino parziale), è interessato da canne, fichi d'india e siepi tipiche della macchia mediterranea. E' previsto che terminata la fase di cantiere saranno realizzati interventi di compensazione ambientale con ri piantumazione delle stesse essenze nelle immediate vicinanze del muretto a secco intorno alla pista di esercizio. E' evidente che terminata la vita utile dell'impianto (20 anni) i tratti di muretto a secco, potranno essere integralmente ricostruiti.

- d) Alberi di ulivo. Come detto per la realizzazione di alcune piste di cantiere si renderà necessario il momentaneo espianto di tre alberi di ulivo. Si tratta di esemplari molto giovani, per i quali è previsto il momentaneo reimpianto invasamento (secondo consolidate tecniche agronomiche) per il periodo in cui di fatto verranno realizzati i trasporti dei componenti di impianto (60 gg circa) e quindi il reimpianto nella posizione originario. E' evidente che tale tecnica produrrà comunque uno stress sulle piante che di solito hanno bisogno di un paio di stagioni per riprendere la normale produzione di olive, tuttavia l'impatto è da considerarsi reversibile considerata anche la giovane età delle piante.
- e) Occupazione territoriale. Abbiamo visto che l'occupazione territoriale complessiva per la realizzazione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, piste, piazzole, SSE in fase di cantiere è di circa 5,37 ha. Terminati i lavori:
- sarà completamente smantellata l'area di cantiere, rimosso il materiale (misto cava - comunque di origine naturale), che sarà trasportato a rifiuto, che la ricopre ed effettuato il ripristino del terreno vegetale;
  - sarà effettuata l'eliminazione di gran parte delle strade di cantiere, con il trasporto a rifiuto del materiale in eccedenza (misto cava), ed il ripristino del terreno vegetale;
  - sarà effettuata la riduzione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori, con il trasporto a rifiuto del materiale in eccedenza (misto cava), ed il ripristino del terreno vegetale. Più precisamente le dimensioni delle piazzole passeranno da 50x30 m (fase di cantiere) a 25x30 m (fase di esercizio);
  - saranno ridotte ed eliminate molte strade di cantiere. L'occupazione territoriale complessiva delle strade di esercizio sarà di 8.000 mq
- In definitiva l'occupazione territoriale, effettuati i ripristini a fine cantiere, si ridurrà come indicato nella tabella sotto riportata.

	<b>FASE CANTIERE</b>	<b>FASE ESERCIZIO</b>
Piazzole	15.000 mq	7.500 mq
Plinti aerogeneratori	3.150 mq	3.150 mq
Strade	31.000 mq	8.000 mq
SSE	1.050 mq	1.050 mq
Area cantiere	3.500 mq	-
<b>TOTALE</b>	<b>53.700 mq</b>	<b>19.700 mq</b>

Gran parte dell'impatto sarà pertanto locale ed avrà una durata breve (pari all'esecuzione dei lavori, 8 mesi- 1 anno). E' evidente che terminata la vita utile dell'impianto tutte le aree occupate da strade e piazzole potranno essere ripristinate e recuperate all'uso agricolo.

Gli impatti potenziali attesi sono legati alla variazione delle locali caratteristiche del suolo, modifica della sua tessitura e dell'originaria permeabilità, per gli effetti della compattazione. Inoltre, è attesa una perdita di parte della attuale capacità d'uso nelle aree interessate dal progetto, laddove il suolo sia oggi ad uso agricolo. Tali variazioni sono del tutto reversibili, terminata la vita utile dell'impianto (20 anni) ed effettuati i ripristini, tipicamente nel volgere di una stagione il terreno riprenderà la sue caratteristiche originarie e le sue potenzialità agricole saranno completamente recuperate.

Prateria steppica. La strada di accesso all'aerogeneratore n.6 di progetto, così come il tracciato del cavidotto interrato sono ubicati al limite dell'area di rispetto (area buffer) di una zona a macchia, pur rimanendone totalmente fuori. In fase di sopralluogo è emerso che il tracciato della strada e del cavidotto di progetto, in questo tratto, ricadono al limite tra un'area a seminativo ed un'area con le caratteristiche di "prateria steppica". La divisione tra la due aree è segnata in campo da un sentiero (vedi foto). Allo scopo di annullare gli effetti dell'interferenza strada e cavidotto saranno realizzate completamente sul lato ovest nell'area a seminativo, ricalcando peraltro il tracciato del sentiero esistente. I lavori di costruzione e i trasporti dei componenti di impianto saranno realizzati con particolare attenzione nell'area avendo cura di non invadere la prateria steppica. A tal proposito sarà prevista una delimitazione visiva delle aree (paletti con nastri di delimitazione). In figura la cartografia di dettaglio. Inoltre è prevista una opportuna bagnatura delle strade per evitare che la polvere invada possa creare danni alla prateria steppica.



*Dettaglio uso del suolo in prossimità della strada di accesso all'aerogeneratore n. 6 di progetto Cavidotto (in blu) – seminativo (in verde) – prateria sub steppica (in arancio) – macchia (in rosso)*



*Foto da nord del sentiero esistente che divide la prateria steppica (a sinistra) dal seminativo (a destra)*



In definitiva possiamo concludere che l'impatto potenziale prodotto dalla realizzazione di piste e piazzole di cantiere sull'ambiente circostante è legato a:

- Impatto acustico: di entità e durata limitata (lavorazioni che producono rumore), completamente reversibile.
- Muretti a secco e vegetazione che tipicamente li circonda: su questa componente, ovvero muretti a secco e vegetazione che tipicamente li ricoprono, l'impatto è limitato. Infatti terminato il cantiere, per la fase di esercizio si renderà necessario lasciare due varchi di ampiezza pari a 4 m ciascuno, per il resto i muretti saranno completamente ripristinati rispettando le dimensioni *ex ante* (larghezza e altezza). Per quanto attiene la vegetazione di interesse conservazionistico, solo in un tratto si renderà necessario l'abbattimento di una striscia di 7 m di lunghezza in cui sono presenti siepi tipiche della macchia mediterranea, peraltro molto diffuse nell'area. Sono previsti, a fine cantiere, interventi di compensazione ambientale per ripiantumare nell'intorno lo stesso tipo di essenze. Terminata la vita utile (20 anni) i muretti potranno essere integralmente ricostruiti.
- Alberi di ulivo: la possibilità di reimpiantare gli ulivi nella posizione originaria, una volta terminato il cantiere, rende di fatto reversibile l'impatto.
- Occupazione territoriale: in termini quantitativi l'occupazione territoriale, e quindi, il suo impatto si riduce di circa 1/3 terminati i lavori di costruzione dell'impianto. A fine vita utile l'occupazione territoriale potrà essere ulteriormente ridotta. L'impatto è quantitativamente limitato.
- Prateria steppica. La strada ed il cavidotto saranno realizzati al di fuori della prateria steppica. Una opportuna bagnatura della pista eviterà che la polvere vada a invadere la prateria steppica durante la costruzione. In fase di esercizio, il materiale superficiale che compone la pista (misto cava) sarà rimosso. L'impatto è da considerarsi pressoché nullo.

### Fase 3 – Fondazioni aerogeneratori– Descrizione delle lavorazioni

Le attività che sarà necessario svolgere per la realizzazione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori sono:

- 1) Scotico terreno superficiale su tutta la superficie su cui sarà effettuato lo scavo (315 mq circa). Il terreno vegetale sarà accantonato nell'ambito della stessa area e riutilizzato per i ripristini.
- 2) Scavo a sezione ampia sino ad una profondità di 3,5 m dal piano di campagna. Il materiale lapideo proveniente dallo scavo sarà interamente utilizzato per la realizzazione dello strato di fondazione della struttura stradale di piste e piazzole.
- 3) Pali di fondazione realizzati con tecnica di trivellazione a secco. Il materiale proveniente dallo scavo sarà in parte recuperato per la realizzazione di strade e piazzole, quello degli strati più profondi non idoneo a tale tipo di riutilizzo sarà trasportato a rifiuto (si veda anche Piano di riutilizzo delle terre e rocce da scavo)
- 4) Posa della armatura a gabbia dei pali di fondazione e getto del calcestruzzo.
- 5) Pulizia e finitura della parte superiore del palo di fondazione (dopo il getto).
- 6) Getto del magrone di sottofondazione
- 7) Posa della gabbia di ancoraggio e relativa verifica di planarità.
- 8) Posa dell'armatura del plinto di fondazione
- 9) Getto del plinto di fondazione. Trattasi di un getto continuo realizzato nell'arco di una sola giornata (durata dalle 12 alle 16 ore).
- 10) Rinterro con il materiale rinveniente degli scavi e sistemazione della parte superficiale con terreno vegetale

### Fase 3 – Fondazioni aerogeneratori– Impatti prodotti nell'ambiente circostante

In relazione alle attività sopra descritte si prevedono i seguenti impatti potenziali sull'ambiente circostante.

- a) Rumore, legato all'utilizzo delle macchine movimento terra e di altre macchine utensili (p.e. macchine battipalo per infissione paletti recinzione). Ai fini normativi per la fase di cantiere vale quanto prescritto dall'art. 17, comma 3 e 4, della L.R. 3/02, secondo il quale: *“3. le emissioni sonore, provenienti da cantieri edili, sono consentite negli intervalli orari 7.00 - 12.00 e 15.00 - 19.00, fatta salva la conformità dei macchinari utilizzati a quanto previsto dalla normativa della Unione europea e il ricorso a tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo, salvo deroghe autorizzate dal Comune”*. *“4. Le emissioni sonore di cui al comma 3, in termini di livello continuo equivalente di pressione sonora ponderato (A) [Leq(A)] misurato in facciata dell'edificio più esposto, non possono inoltre superare i 70 dB (A) negli intervalli orari di cui sopra. Il Comune interessato può concedere deroghe su richiesta scritta e motivata, prescrivendo comunque che siano adottate tutte le misure necessarie a ridurre il disturbo sentita la AUSL competente.”*. Dal momento che il cantiere si svolge in aree agricole sufficientemente distanti da edifici rurali abitati è prevedibile che il limite dei 70 dB(A) misurato in facciata degli edifici abitati sia rispettato. Ad ogni modo, in via cautelativa, in accordo al comma 4, dell'art 17, della L.R. 3/02, prima dell'inizio delle attività di cantiere, sarà richiesta autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici. Per quanto attiene gli effetti del rumore su

fauna e avifauna il rumore prodotto da escavatori camion ed altri mezzi ed attrezzature utilizzati durante la costruzione dell'impianto non è diverso da quello prodotto dalle macchine operatrici agricole a cui gli animali sono abituati. Pertanto l'impatto è sicuramente tollerabile, è da escludere l'ipotesi di un allontanamento definitivo dall'area di specie faunistiche o avifaunistiche. Inoltre qualora dal Piano di Monitoraggio *ante operam* emergano particolari criticità, ovvero si individuino, nidi, tane, siti riproduttivi, in prossimità della posizione di un aerogeneratore, si eviterà di lavorare in questa posizione durante il periodo di riproduzione (aprile – giugno). Riteniamo comunque che dal Piano di Monitoraggio non emergereanno particolari criticità dal momento che l'area individuata per il progetto non interessa ne habitat naturali ne habitat di specie di importanza conservazionistica

- b) Polvere. Lo scotico del terreno vegetale e gli scavi potranno generare il sollevamento di polvere soprattutto nelle giornate secche e ventose. In tal caso si interverrà con bagnatura dei materiali anche più volte al giorno con l'ausilio di autobotti.
- c) Aumento del traffico veicolare. Durante gli scavi ci sarà un aumento di traffico veicolare nell'area dovuto al movimento dei mezzi pesanti utilizzati per il trasporto a rifiuto del materiale rinveniente dagli scavi. Dal momento che il materiale sarà in gran parte riutilizzato le movimentazioni rimarranno in realtà nell'ambito dello stesso cantiere. Considerando che venga trasportato a rifiuto tutto il materiale rinveniente dalla trivellazione dei pali abbiamo per ogni aerogeneratore circa 31 mc di materiale. Considerando che la portata media di un camion si aggira intorno a 13/15 mc, è evidente che sono sufficienti due/ tre carichi per trasportare tutto il materiale. Per quanto i getti dei pali di fondazione si aggirano anch'essi sui 31-35 mc e pertanto considerando che una betoniera trasporta circa 10 mc di calcestruzzo, 4 viaggi saranno sufficienti per completare i trasporti. Anche nel caso in cui tutti i trasporti avvengano nello stesso giorno l'aumento del traffico veicolare è irrisorio anche in considerazione del fatto che l'area di progetto del parco eolico è vicina a strade provinciali. Un aumento di traffico veicolare di tipo pesante si avrà nei giorni in cui sarà effettuato il getto dei plinti di fondazione. Per ciascun plinto il getto è di tipo continuo e sarà realizzato nell'arco della stessa giornata con una durata dalle 12 alle 16 ore. Per ciascun plinto si renderà necessaria una quantità di circa 760 mc, a cui corrispondono 76 viaggi di betoniere. E' evidente quindi che per almeno 10 giornate (quelle in cui saranno realizzati i getti dei 10 plinti di fondazione) ci sarà un aumento del traffico veicolare non trascurabile.

Possiamo pertanto concludere che l'impatto prodotto sull'ambiente circostante in fase di realizzazione dei plinti di fondazione è sostanzialmente reversibile. Si avrà un aumento del traffico veicolare nelle 10 giornate in cui si eseguiranno i getti dei plinti di fondazione.

**Fase 4 – Realizzazione cavidotti interrati– Descrizione delle lavorazioni**

Le attività che sarà necessario svolgere per la realizzazione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori sono:

- 1) scavo a sezione ristretta obbligata (trincea) della profondità massima di 120 cm e larghezza variabile da 40 a 60 cm, a seconda del numero di terne da porre in opera;
- 2) letto di sabbia di circa 5 cm, per la posa delle linee MT;
- 3) posa cavi tripolari MT 30kV, direttamente interrati
- 4) corda nuda in rame, per la protezione di terra (posata solo nei cavidotti interni al Parco e non nel tratto di collegamento Parco Eolico - SSE);
- 5) tubazioni in PEAD per il contenimento dei cavi di segnale (fibra ottica), posati nello strato di sabbia, all'interno dello scavo;
- 6) nastro in PVC di segnalazione;
- 7) rinterro con materiale proveniente dallo scavo o con materiale inerte.
- 8) Ripristini stradali o del terreno vegetale

Osserviamo che l'utilizzo di cavo tipo "air bag" permette di evitare l'utilizzo della sabbia per la realizzazione del letto di posa e del rinfianco, ed utilizzare al suo posto materiale rinveniente degli scavi opportunamente vagliato (esente da pietre di grosse dimensioni).

Gli scavi a sezione ristretta (trincee) saranno realizzati con escavatori o trencher. Il materiale rinveniente dallo scavo sarà momentaneamente accantonato a bordo scavo e quindi completamente utilizzato per il rinterro. Per scavi su strade asfaltate sarà prima effettuato il taglio e la rimozione dello strato di asfalto (solitamente intorno ai 10 cm), che sarà quindi trasportato a rifiuto. Eseguito il rinterro, nei tratti asfaltati sarà realizzato un nuovo strato di materiale bituminoso (bynder e tappetino)



*Trencher utilizzato per la realizzazione di trincee di cavidotto*

I cavidotti interrati avranno una lunghezza complessiva di 12,3 km (cavidotti di collegamento elettrico tra aerogeneratori + cavidotto parco eolico SSE) e saranno realizzati per la quasi totalità del percorso lungo la rete viaria esistente o lungo quella di nuova realizzazione (piste).

In alcuni punti in corrispondenza di interferenze con altri sotto servizi o in corrispondenza di alcuni attraversamenti stradali e qualora esplicitamente richiesto dagli enti gestori sarà utilizzata la tecnica della Trivellazione Orizzontale Controllata. Si tratta di una tecnica *no dig* (ovvero senza scavo) per la posa di tubazioni e cavi interrati: una macchina perforatrice comandata da un sistema di teleguida, permette la realizzazione di fori “orizzontali” nel quale possono essere “tirati” (pull back) direttamente i cavi elettrici o le tubazioni atti a contenerli. Ovviamente l’utilizzo della macchina produce rumore. Il materiale rinveniente dalla perforazione verrà allontanato dal cantiere e trasportato in discarica autorizzata per materiali inerti.

La Trivellazione Orizzontale Controllata sarà utilizzata nel tratto di cavidotto tra l’aerogeneratore 5 e l’aerogeneratore 6, in corrispondenza di un canale di raccolta delle acque meteoriche, in modo tale che la profondità di posa del cavo si mantenga almeno 1 m al di sotto dell’alveo del canale. La lunghezza della TOC sarà di 40 m circa.

#### **Fase 4 – Realizzazione cavidotti interrati– Impatti prodotti nell’ambiente circostante**

In relazione alle attività sopra descritte si prevedono i seguenti impatti potenziali sull’ambiente circostante.

Rumore: vale quanto detto ai punti precedenti

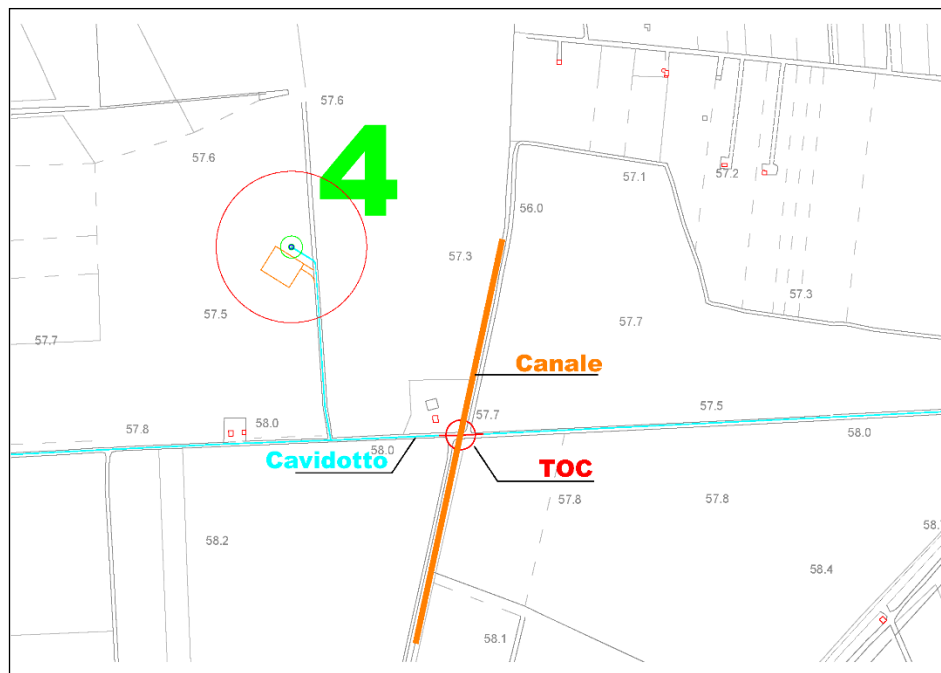
Polvere: vale quanto detto ai punti precedenti

Interferenza con un muretto a secco: l’argomento è stato trattato nel paragrafo dedicato a piste e piazzole.

Il tratto di cavidotto interrato tra l’aerogeneratore 4 e 5 di progetto interseca un canale di origine artificiale, utilizzato per drenare le acque superficiali ad un inghiottitoio a nord-est dell’area di impianto. Trattasi di un canale endoreico con alveo costituito da substrato terroso. Allo scopo di non interferire con le funzionalità del canale e con la vegetazione presente lungo di esso il tratto di cavidotto sarà realizzato con la tecnica della TOC. La Trivellazione Orizzontale Controllata, partirà almeno 20 m prima del canale e terminerà 20 m dopo ed avrà una profondità tale da mantenersi almeno 1,5 m al di sotto dell’alveo del canale. Tale scelta progettuale annulla del tutto l’interferenza.



*Canale di drenaggio delle acque superficiali*



*Posizione canale e relativa interferenza con il cavidotto*

In definitiva possiamo affermare che la fase di costruzione del cavidotto interrato non introduce alcun impatto rilevante sull'ambiente circostante.

**Fase 5 – Trasporto componenti impianto– Descrizione delle attività**

Terminata la realizzazione di piste e piazzole soprattutto dei plinti di fondazione si procederà con il trasporto dei componenti di impianto ovvero: pale, hub, navicelle, tronchi tubolari della torre tubolare in acciaio.

Per semplicità di trattazione descriveremo prima il percorso che dal porto di Taranto conduce all'area di impianto e poi con maggiore dettaglio verificheremo gli impatti prodotti dai trasporti nell'area di impianto.

Il trasporto dei componenti avverrà ovviamente con mezzi speciali fuori sagoma con scorta tecnica a partire dal porto di Taranto con percorso che descriveremo in dettaglio più avanti. I componenti di impianto da trasportare saranno:

- Pale del rotore dell'aerogeneratore (n. 3 trasporti);
- Navicella (1 trasporto);
- Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti);
- Hub (n.2 hub con un trasporto)

Le dimensioni dei componenti è notevole, in particolare le pale avranno lunghezza di 66,7 m ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di circa 70 m.

Le attività da svolgere correlate all'esecuzione dei trasporti sono:

- sopralluogo di dettaglio (road survey) con individuazione degli adeguamenti da realizzare per permettere il passaggio dei trasporti eccezionali;
- predisposizione di tutte gli adeguamenti di concerto con le amministrazioni che gestiscono le strade interessate dal percorso (ANAS; Provincia di Brindisi, Comune di San Pancrazio), con le quali si definiranno le relative Convenzioni per i trasporti. Tutti gli adeguamenti saranno ovviamente realizzati in maniera tale da garantire la sicurezza stradale per tutto il periodo interessato dai trasporti (circa 4 settimane), ad esempio con utilizzo di segnaletica provvisoria e rimuovibile solo al momento del passaggio dei mezzi speciali, new jersey in plastica ed altri apprestamenti facilmente rimuovibili;
- esecuzione dei trasporti eccezionali, che avverranno per quanto possibile nelle ore di minor traffico (solitamente nelle ore notturne dalle 22.00 alle 6.00); nel corso delle operazioni si procederà alla rimozione temporanea ed all'immediato ripristino degli apprestamenti di sicurezza stradale. Tutti i mezzi eccezionali saranno preceduti e scortati da scorta tecnica che si occuperà di fermare il traffico in corrispondenza degli incroci e in generale per garantire la sicurezza degli utenti della strada;
- ripristino di tutti gli adeguamenti alle condizioni ex ante.

Il percorso, al momento previsto per il trasporto dei componenti, in parziale modifica a quanto indicato negli elaborati di progetto è il seguente.

Opzione 1

- Dal porto di Taranto uscita diretta sulla SS7 in direzione Brindisi;
- Uscita dalla SS7 – Mesagne Ovest
- Si prosegue verso sud in direzione Mesagne

- Dopo l'incrocio con la SP 45 si prende la circonvallazione esterna di Mesagne a sud dell'abitato
- Svolta a dx sulla SP 69 (direzione sud verso Torre Santa Susanna)
- Svolta a sx su SP 51
- Svolta a dx su SP 74

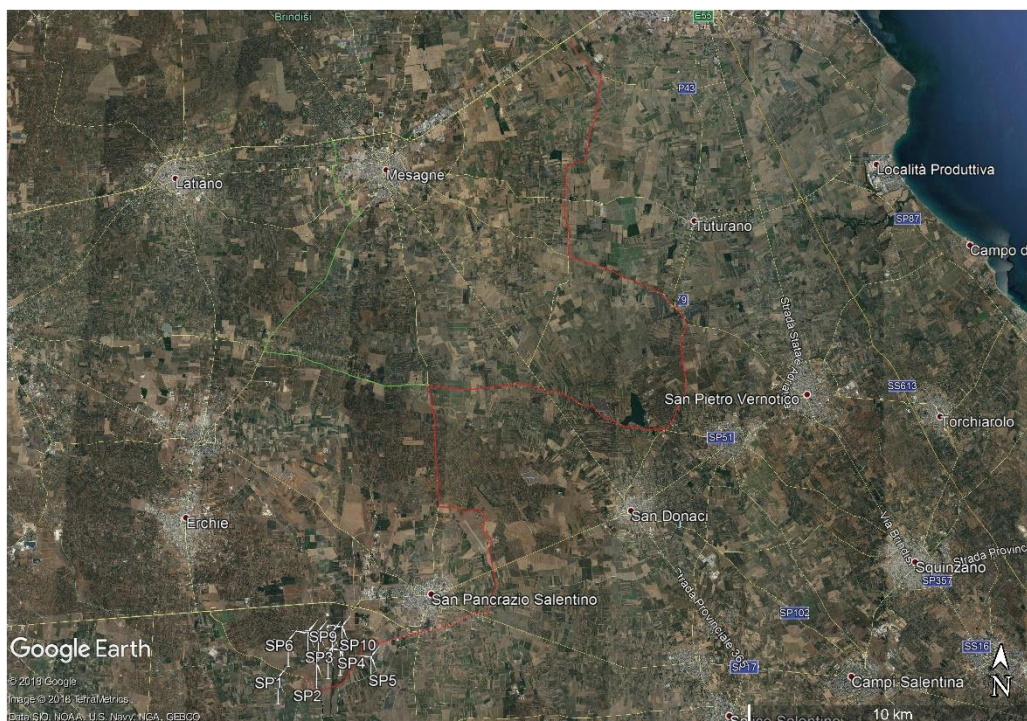
#### Opzione 2

- Dal porto di Taranto uscita diretta sulla SS7 in direzione Brindisi;
- Uscita realizzata appositamente su SS7 al km 710
- SP 43
- Svolta a dx su SP 80
- Svolta a sx su SP 82
- Si prosegue su SP 79
- Svolta a dx su SP 51
- Svolta a sx su SP74

#### Tratto comune ad entrambe le opzioni

- Svolta a sx su strada non asfaltata che costeggia l'aviosuperficie di San Pancrazio
- Si procede su strade comunali che tagliano prima la SP 75, quindi la SS7ter ed infine la SP 109
- Svolta a sx sulla SP 65 che di fatto conduce nell'area del parco eolico in progetto

Il percorso descritto con dall'Opzione 1 (percorso verde in figura) ha una lunghezza di 84,3 km circa. Il percorso descritto dall'Opzione 2 (percorso rosso in figura) ha una lunghezza di 107,1 km circa.



*Percorsi da SS7 ad area impianto*

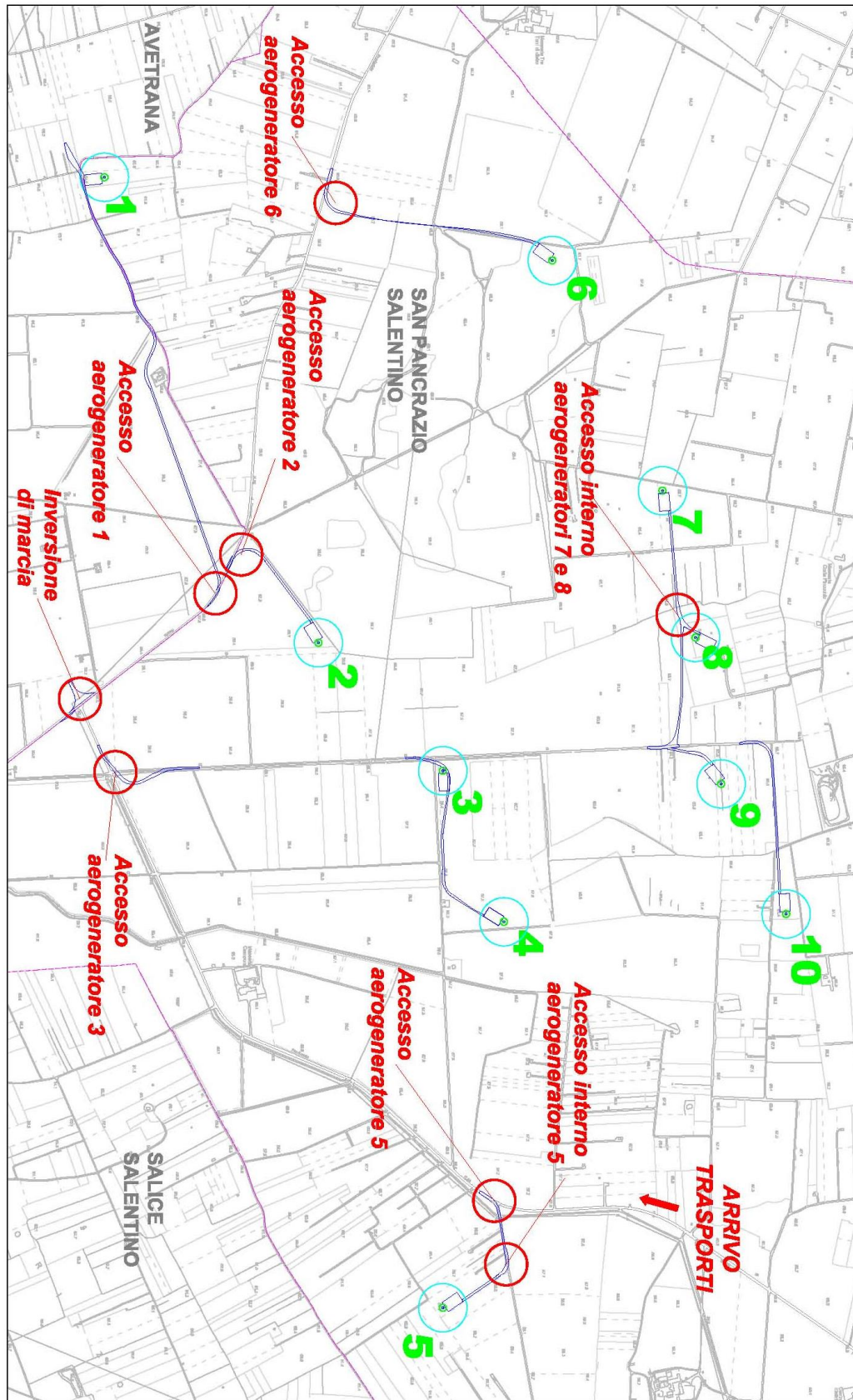


Esaminiamo ora con maggiore dettaglio l'accesso dei trasporti eccezionali nelle aree ove è prevista l'installazione degli aerogeneratori.

Dal quadro di unione della viabilità di accesso individuiamo una serie di accessi e incroci di cui descriveremo le criticità, gli altri non presentano criticità specifiche.

- Area per inversione di marcia
- Accesso aerogeneratore 5
- Accesso interno aerogeneratore 5
- Accesso aerogeneratore 3
- Accesso aerogeneratore 1
- Accesso aerogeneratore 2
- Accesso aerogeneratore 6
- Accesso aerogeneratori 7 e 8

Le criticità sulla viabilità sono state riferite al trasporto delle pale poiché questi rappresentano il trasporto più ingombrante. Verificato il passaggio dei mezzi con le pale di fatto risultano essere verificati i trasporti di tutti gli altri componenti.



*Quadro di unione con individuazione dei punti di accesso agli aerogeneratori*

**Area per inversione di marcia.**

I mezzi speciali arrivano da est sulla SP 65. E' previsto a progetto che sia creata un'area di manovra in corrispondenza dell'incrocio tra SP 65 e SP144.

Nelle figure che seguono è indicata la manovra, in giallo sono indicati i tratti di terreno che dovranno essere transitabili, ovvero sui quali dovranno essere realizzate le piste di cantiere.



*Area per inversione di marcia (Figura 1)*

I mezzi che arrivano da est (da destra in figura) potranno fare manovra su un terreno a seminativo, invadere l'uliveto (sulla destra in figura), senza però interessare, in alcun modo, gli ulivi nella manovra, procedere verso nord, verso gli accessi agli aerogeneratori 1, 2 e 6.



*Area per inversione di marcia (Figura 2)*

In alternativa a procedere verso nord, potranno utilizzare ancora l'area di manovra (facendo retromarcia) e riprendere la SP65 verso est, per poter accedere agli aerogeneratori 3, 4, 5, 7, 8, 9 e 10. Come si evince chiaramente dalla figura la manovra di retromarcia interessa esclusivamente l'area a seminativo, senza creare alcun tipo di interferenza.

*Accesso aerogeneratore 5**Accesso aerogeneratore 5 da SP 65*

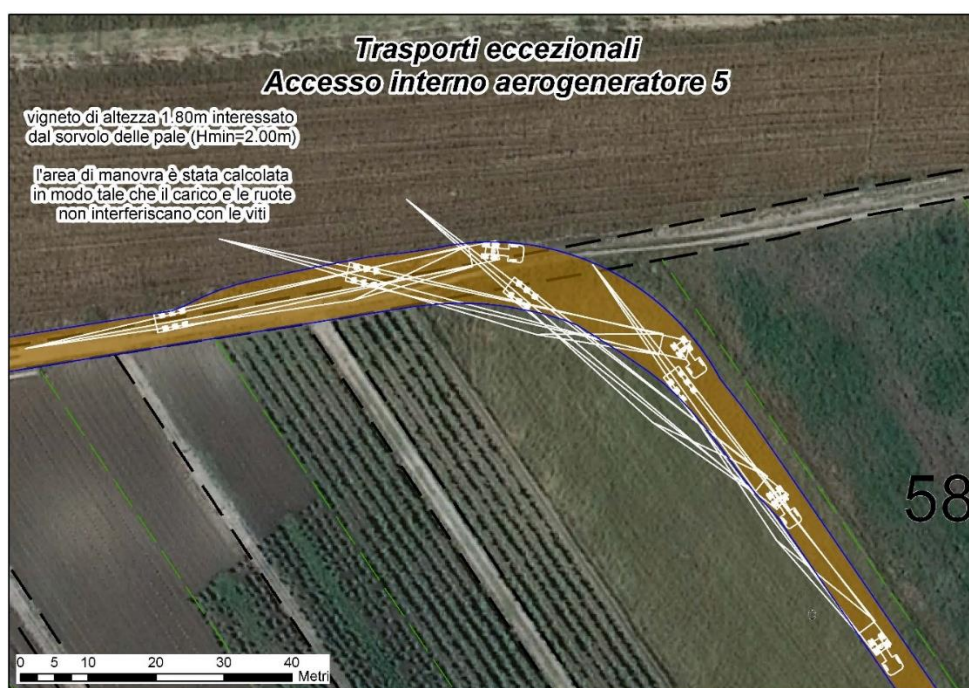
L'accesso all'aerogeneratore 5 avviene dalla SP 65 (provenendo da ovest, dall'area per inversione di marcia), dalla quale si accede ad una strada interpodereale. La manovra interessa esclusivamente aree a seminativo e non genera alcun tipo di interferenza. La strada interpodereale non asfaltata ha una larghezza attuale di 3 m circa ed è ampliabile fino 6 m (1,5 m sul lato sx e 1,5 m sul lato dx) senza interferire in alcun modo con i vigneti che la costeggiano.

Terminati i trasporti la larghezza della strada interpodereale viene riportata a quella della strada attualmente esistente.

Nella ortofoto è riportato il tracciato (tratteggiato) della rete idrica interrata del Consorzio di Bonifica.



*Strada interpoderale di accesso alla WTG5. L'asta metrica ha una lunghezza di 5 m, come evidente dalla foto è possibile un allargamento a destra e sinistra della strada senza generare interferenze*



*Accesso aerogeneratore 5 da strada interpoderale*

L'accesso all'area dell'aerogeneratore 5 dalla strada interpoderale avviene con una manovra che interessa in gran parte lo stesso terreno (seminativo) ove è prevista l'installazione dell'aerogeneratore. Le ruote del mezzo andranno altresì a invadere il limite del podere a nord coltivato a vigneto, senza però interessare le viti. Il vigneto ha un'altezza di 1,8 m ed interessato dal sorvolo delle pale posizionate sul mezzo di trasporto ad altezza di almeno 2 m.

Il vigneto sarà interessato solo dal sorvolo e quindi di fatto non ci sono ostacoli al passaggio del mezzo di trasporto.

*Accesso aerogeneratore 3**Accesso aerogeneratore 3 da SP 65 – Ortofoto 1*

L'accesso all'aerogeneratore 3 avviene dalla SP 65 (provenendo da ovest, dall'area per inversione di marcia). Per permettere l'allineamento dei mezzi di trasporto speciale con la strada interpodereale si dovrà:

- Tagliare dalla SP 65 nell'uliveto, con espianto/ reimpianto di 3 ulivi (Ortofoto 1);
- Entrare nel seminativo che costeggia la strada interpodereale per allinearsi sulla stessa (Ortofoto 2)
- Allinearsi sulla strada interpodereale (Ortofoto 3)

*Posizione ulivi da espiantare /reimpiantare*

Le interferenze nella manovra sono quelle con i tre alberi di ulivo che andranno momentaneamente espantati, invasati e quindi reimpiantati nelle posizioni originarie dopo il trasporto.

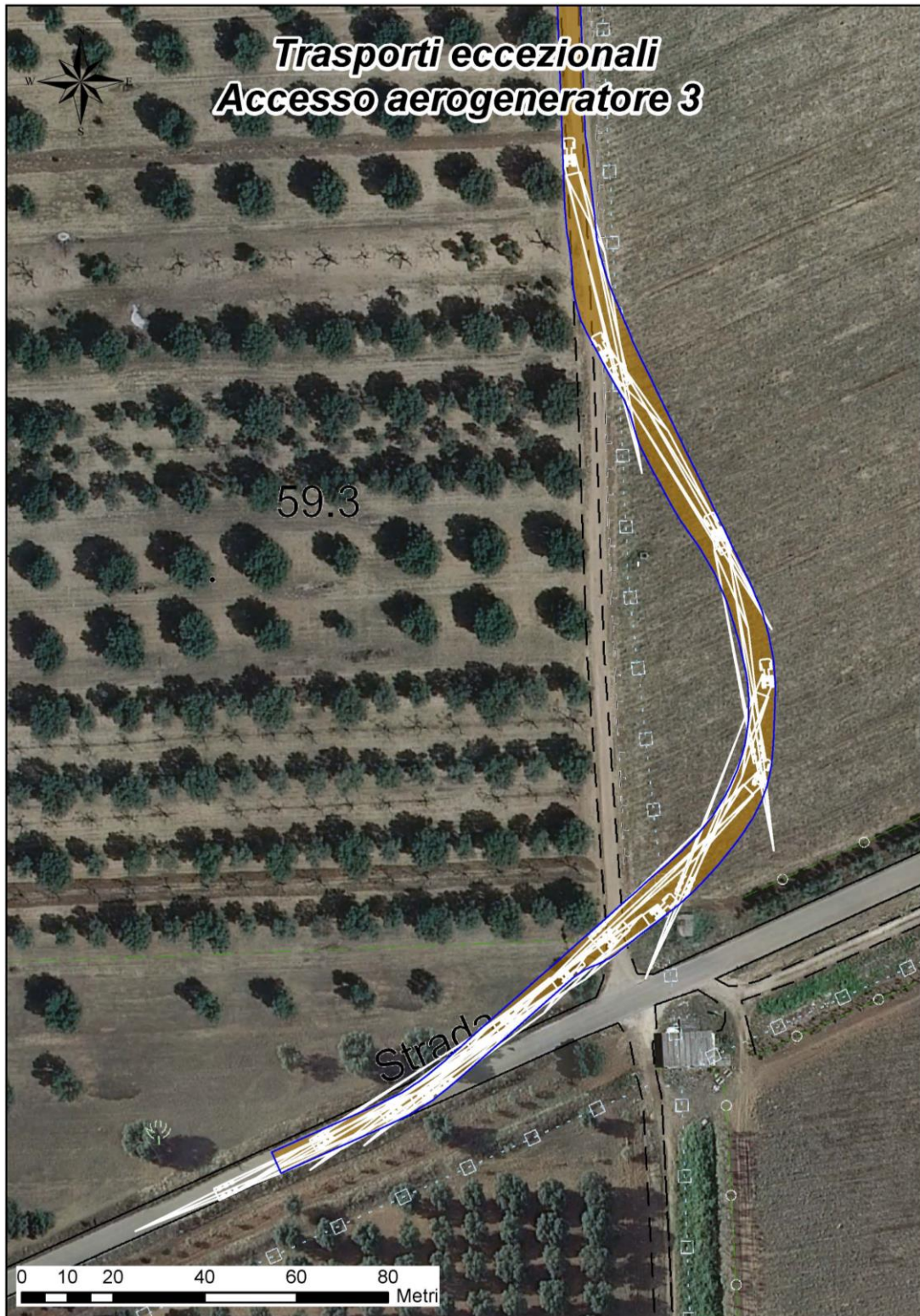


Accesso aerogeneratore 3 da SP 65 – Ortofoto 2



Accesso aerogeneratore 3 da SP 65 – Ortofoto 3





*Accesso aerogeneratore 3 da SP 65 – Vista totale*

**Accesso aerogeneratore 1**

L'accesso all'aerogeneratore 1 avviene dalla SP 144 (provenendo da sud, dall'area per inversione di marcia). La manovra interessa dei terreni a seminativo sui quali non abbiamo ostacoli o interferenze.



*Accesso aerogeneratore 1 da SP 144*

**Accesso aerogeneratore 2**

L'accesso all'aerogeneratore 2 avviene dalla SP 144 (provenendo da sud, dall'area per inversione di marcia). La manovra interessa dei terreni a seminativo sui quali non abbiamo ostacoli o interferenze.



*Accesso aerogeneratore 2 da SP 144*

*Accesso aerogeneratore 6*

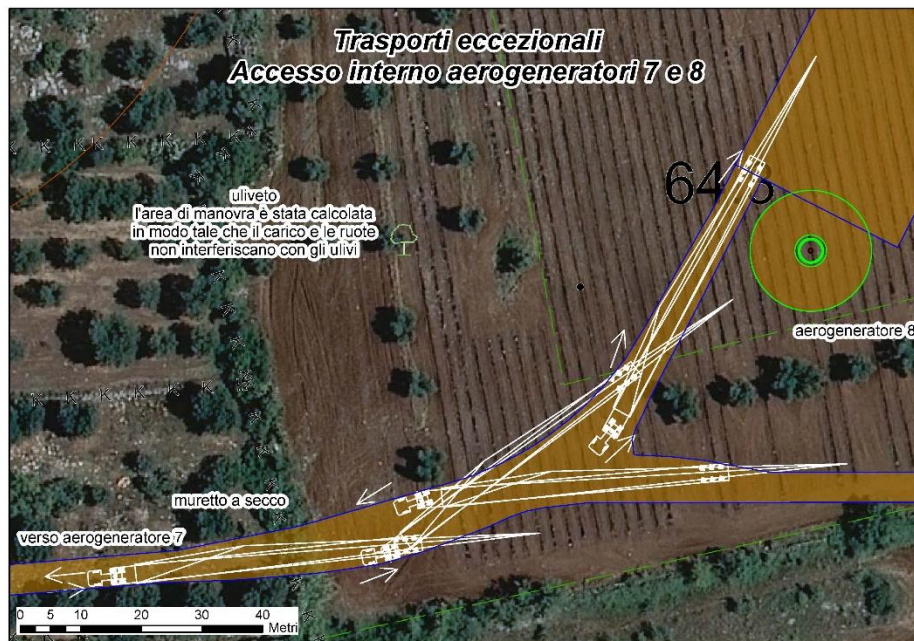
L'accesso all'aerogeneratore 6 avviene dalla SP 144 (provenendo da sud, dall'area per inversione di marcia). La manovra di accesso è effettuata in retromarcia allo scopo di evitare interferenze con l'uliveto che si trova dall'altra parte della strada.



*Accesso aerogeneratore 6 da SP 144 in retromarcia*

### *Accesso aerogeneratore 8*

L'accesso all'aerogeneratore 8 avviene in retromarcia a partire dalla pista di nuova realizzazione che conduce all'aerogeneratore n. 7. Dall'ortofoto sotto riportata si evince che la manovra sarà effettuata in modo tale da non interferire con il filare di ulivi che perimetra il seminativo su cui è prevista l'installazione dell'aerogeneratore. Nella ortofoto è visibile anche il tratto di muretto a secco, con intorno vegetazione arbustiva (macchia mediterranea), che dovrà essere demolito per un tratto di circa 7 m allo scopo di consentire la realizzazione della pista di accesso all'aerogeneratore n. 7 di progetto.



*Manovra di accesso aerogeneratore 8*

Nel dettaglio riportiamo il punto in cui la pista di progetto attraversa il muretto a secco (con rovi intorno).



*Dettaglio attraversamento muretto a secco pista di accesso WTG7 e WTG8*



*Muretto a secco (pista di accesso WTG8) ricoperto da rovi nel tratto interessato dalla viabilità di progetto*

**Accesso aerogeneratore 7**

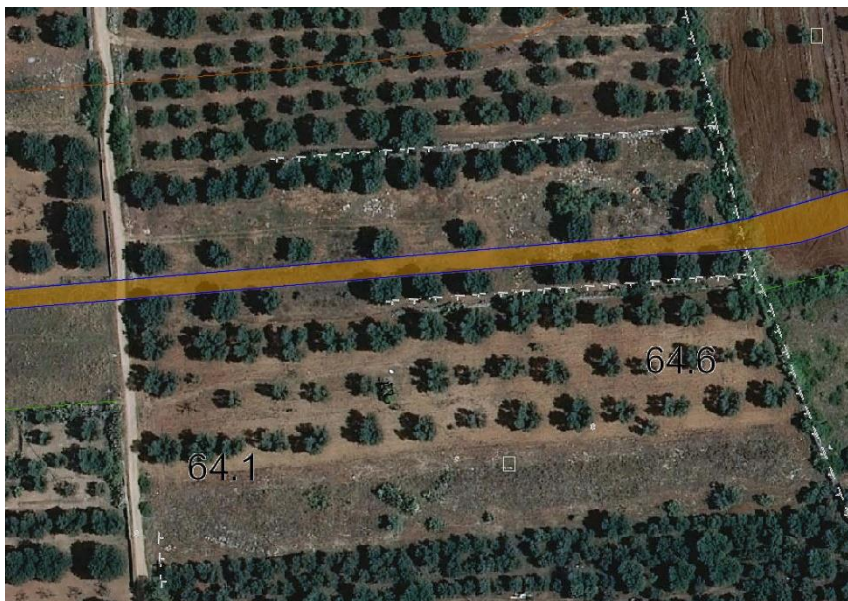
L'accesso all'aerogeneratore 7 avviene proseguendo lungo la pista di accesso all'aerogeneratore 8, attraversando il muretto a secco con arbusti di macchia mediterranea, e quindi proseguendo nell'uliveto. Il tratto all'interno dell'uliveto è rettilineo e la pista verrà realizzata tra due filari di ulivi che distano 12 m tra loro. Lo spazio pertanto sarà ampiamente sufficiente dal momento che l'ingombro massima lungo i tratti rettilinei dei mezzi speciali è di 5 m. Di seguito una sequenza di ortofoto con l'indicazione dei tratti di pista da realizzare per raggiungere la posizione dell'aerogeneratore n. 7.



*Accesso WTG7 vista di insieme – Ortofoto 1*



*Accesso WTG7 particolare tratto con muretto a secco – Ortofoto 2*



*Accesso WTG7 particolare tratto rettilineo tra i filari di ulivi – Ortofoto 3*

In conclusione possiamo affermare che il trasporto dei componenti di impianto è possibile sulla base della viabilità prevista in progetto. Le interferenze prodotte sull'ambiente circostante sono quelle individuate per la realizzazione delle piste di progetto ovvero:

- Abbattimento con parziale ricostruzione di due muretti a secco;
- Espianto di un piccolo lembo di macchia mediterranea
- Espianto reimpianto e successivo reimpianto nella stessa posizione di tre alberi di ulivo

Per il resto tutte le manovre che riteniamo di aver ampiamente illustrato avvengono senza interferire con uliveti, vigneti, vegetazione spontanea.

Per quanto attiene all'aumento del traffico veicolare sulla viabilità principale dal momento che i trasporti avvengono nel periodo notturno (dalle 22.00 alle 6.00 del mattino), è evidente che l'impatto sull'ambiente è limitato.

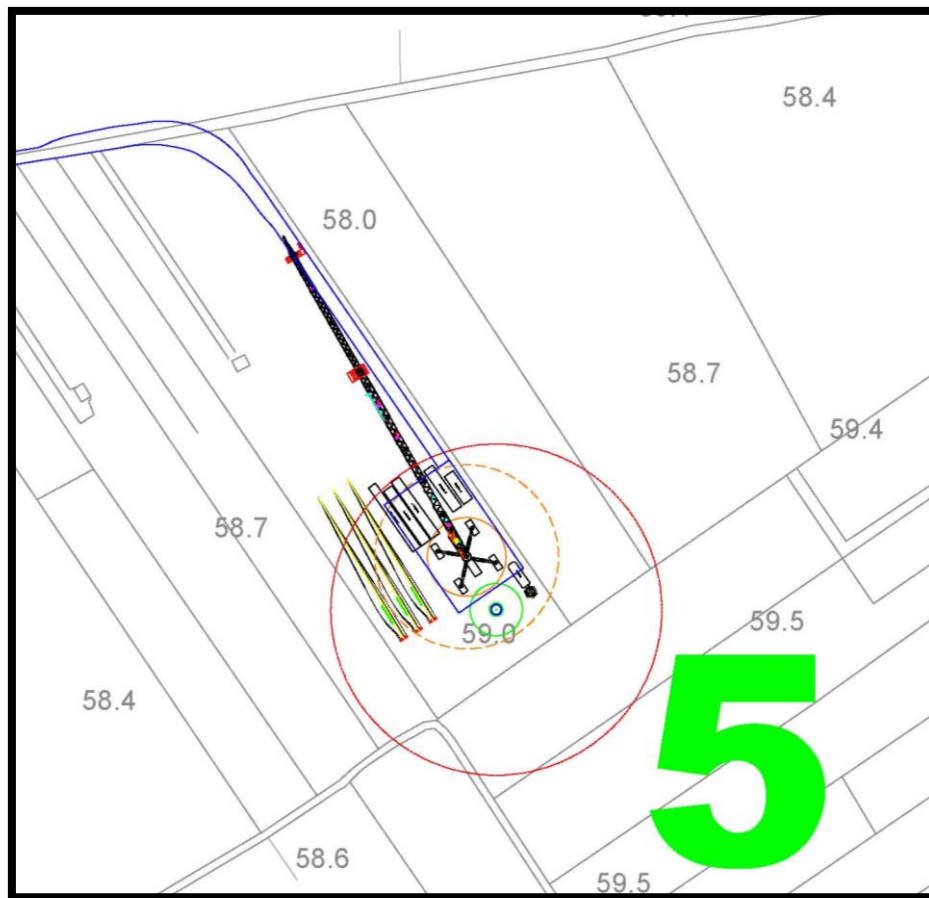
**Fase 5 - Montaggio aerogeneratori – Descrizione delle attività**

Terminato il trasporto dei componenti, inizierà il montaggio degli aerogeneratori. I componenti saranno momentaneamente depositati a base torre intorno alla piazzola di montaggio, di modo che la gru principale possa sollevarli e permetterne il montaggio. Il montaggio completo dei tronchi di torre tubolare, navicelle, hub e pale avviene tipicamente in due giornate lavorative. Qualora la velocità del vento sia eccessiva le attività di montaggio saranno sospese per ovvie ragioni di sicurezza.

Le attività nello specifico sono:

- 1) Arrivo gru principale e suo posizionamento in piazzola, sulla base di una fissata distanza centro torre- centro ralla che variabile a seconda delle caratteristiche della gru utilizzata, ma che tipicamente si aggira intorno ai 23 m. Rimarchiamo che la gru benché di notevoli dimensioni ha a disposizione la viabilità utilizzata per il trasporto dei componenti, pertanto le caratteristiche delle strade sono ampiamente sufficienti a permettere di raggiungere tutte le piazzole di montaggio.
- 2) Montaggio del braccio tralicciato della gru principale. Come chiaramente indicato negli elaborati grafici di progetto (tavola 09, di cui riportiamo sotto un esempio), intorno alla gru è individuata un'area libera da ostacoli di lunghezza pari a 140 m circa, che sarà utilizzata per il montaggio del braccio tralicciato della gru. Il montaggio del braccio avviene con l'ausilio di una piccola gru che sposta i pezzi del traliccio. Il posizionamento e montaggio del braccio gru ha una durata di un giorno lavorativo
- 3) Sollevamento nell'ordine di montaggio dei 5 tronchi che costituiscono la torre tubolare.
- 4) Sollevamento e montaggio della navicella sul top della torre tubolare.
- 5) Montaggio hub.
- 6) Montaggio delle tre pale che sono sollevate e montate singolarmente sull'hub.
- 7) Smontaggio sulla gru che si sposta sulla piazzola successiva. Lo smontaggio ha tipicamente la durata di un giorno lavorativo.





*Tipica posizione della gru di montaggio in piazzola e dei componenti dell'aerogeneratore prima del montaggio*

### **Fase 5 - Montaggio aerogeneratori – Impatti sull'ambiente circostante**

Il montaggio dell'aerogeneratori non comporta impatti rilevanti sull'ambiente circostante. Il braccio della gru viene montato su aree libere da ulivi, vigneti o altre colture, ovvero su aree a seminativo o incolte.

E' evidente che durante il montaggio un intorno di circa 150 m (raggio di azione della gru) non potranno essere presenti persone estranee al montaggio stesso.

**Fase 6 – Realizzazione SSE – Descrizione delle attività**

La SSE sarà realizzata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE, in un'area incolta.

La superficie su cui sorgerà la SSE avrà una forma rettangolare, con dimensione 30x35 m (1.050 mq). Tale area si colloca all'interno di un'area più grande che sarà completamente recintata, di forma poligonale, avente una superficie di 2.515 mq circa e comunque di proprietà della Società proponente. La restante area recintata, come richiesto da TERNA S.p.a., sarà a disposizione per un eventuale altro produttore che condividerà lo stesso stallo con la Società proponente.

Sull'area su cui sorgerà la SSE (30x35 m) si prevede di realizzare le seguenti opere civili/ edili:

- Scavo di sbancamento per un'altezza di circa 40-50 cm per tutta la superficie interessata;
- Plinti di fondazione delle apparecchiature AT, secondo le indicazioni progettuali e le specifiche dei dispositivi (area apparecchiature AT)
- Vasca di raccolta olio e fondazione del trasformatore MT/AT;
- Cavidotti e pozzetti di collegamento
- Rinterro, in corrispondenza delle apparecchiature AT, con materiale di riporto sino a 15 cm dalla quota finita;
- Pavimentazione, in corrispondenza dell'area delle apparecchiature AT, con materiali provenienti dalla frantumazione di rocce lapidee dure (misto cava) aventi assortimento granulometrico con pezzatura 8-10 cm;
- Cordolo perimetrale dell'area delle apparecchiature AT, realizzato con elementi retti o curvi prefabbricati in cemento di altezza 18 cm;
- Pavimentazione dell'area circostante con finitura stradale, così realizzata:
  - Ossatura stradale con materiali provenienti dalla frantumazione di rocce lapidee dure (misto cava) aventi assortimento granulometrico con pezzatura 8-10 cm;
  - Fondazione stradale in misto cementato dello spessore di cm 20;
  - Conglomerato bituminoso per strato di collegamento (bynder) dello spessore di 7 cm;
  - Conglomerato bituminoso per strato di usura (tappetino) dello spessore di 3 cm;
- Recinzione perimetrale, realizzata con moduli “a pettine” prefabbricati posizionati su un cordolo di fondazione realizzato in opera
- Installazione cancello carraio (tipo scorrevole) e pedonale
- Realizzazione dell'edificio locali tecnici avente dimensioni 26 x 5,5 x 3,45 m (lunghezza x larghezza x altezza), dove saranno installate le apparecchiature MT, le apparecchiature BT, le apparecchiature di misura, le apparecchiature di comando e controllo della SSE e del parco eolico (locale SCADA).

Terminata la realizzazione delle opere civili, si passerà ai montaggi elettromeccanici, che includono:

- Montaggio apparecchiature AT esterne.
- Montaggio apparecchiature MT, all'interno dell'omonimo locale.

- Montaggio apparecchiature BT, di controllo e telecomunicazione (nel locale BT).
- Montaggio apparecchiature di controllo e telecomunicazione nel Locale SCADA.
- Montaggio apparecchi di misura (contatori)
- Cablaggi di tutte le apparecchiature AT, MT, BT, di controllo e telecomunicazione
- Installazione degli impianti ausiliari di SSE (elettrico, condizionamento, TVCC, ecc.)

#### **Fase 6 – Realizzazione SSE – Impatti sull’ambiente circostante**

Gli impatti potenziali prodotti dalla costruzione della SSE sull’ambiente circostante sono quelli tipici delle costruzioni civili/ edili:

Rumore: vale quanto detto ai punti precedenti

Polvere: vale quanto detto ai punti precedenti

Il traffico indotto è trascurabile

**Fase 7 – Collaudi elettrici e start up degli aerogeneratori**

Trattasi di tutte le prove legate alla verifica di funzionamento dell'impianto, che ovviamente non hanno alcun impatto specifico sull'ambiente circostante, diverso da quello prodotto dal normale esercizio dell'impianto

**Fase 8 – Opere di ripristino e mitigazione ambientale.**

Consistono nella riduzione delle piste e piazzole di cantiere e il conseguente trasporto a rifiuto degli inerti utilizzati per la realizzazione del fondo delle aree di lavoro gru e posa di terreno vegetale allo scopo di favorire l'inerbimento e comunque il ripristino delle condizioni ex ante. Ricostruzione dei muretti a secco. Gli impatti potenziali sull'ambiente circostante sono quelli tipici legati alle opere civili di cui si è detto:

Rumore: vale quanto detto ai punti precedenti

Polvere: vale quanto detto ai punti precedenti

Il traffico indotto è trascurabile

**13. OPERE DI DISMISSIONE**

La procedura di Autorizzazione Unica ex D.lgs 387/2003 e s.m.i. prevede l'autorizzazione alla costruzione ed esercizio dell'impianto eolico per venti anni a partire dalla data di entrata in esercizio. Terminata la vita utile l'impianto è destinato alla dismissione e le aree interessate dall'installazione degli aerogeneratori e dalle infrastrutture ad esso connesse (strade, piazzole, cavidotti, SSE) dovranno essere smantellate.

Di fatto la dismissione dell'impianto comporta l'allestimento di un cantiere, la cui durata attesa è di circa 4 mesi. In termini di impatti prodotti sull'ambiente circostante, come vedremo sono sostanzialmente simili (se non addirittura uguali) a quelli prodotta nella fase di costruzione dell'impianto.

Le principali attività da svolgere è previsto siano le seguenti.

- 1) Ricostruzione della viabilità di cantiere
- 2) Arrivo gru principale e suo posizionamento in piazzola, montaggio del braccio tralicciato della gru principale.
- 3) Smontaggio pale (una per volta) e loro posizionamento in piazzola (o in area limitrofa)
- 4) Smontaggio hub e suo posizionamento in piazzola (o in area limitrofa)
- 5) Smontaggio navicella e suo posizionamento in piazzola
- 6) Smontaggio tronchi torre tubolare e loro posizionamento in piazzola
- 7) Smontaggio sulla gru che si sposta sulla piazzola successiva.
- 8) Arrivo in piazzola dei mezzi speciali su cui saranno caricati i componenti degli aerogeneratori (tipicamente con l'ausilio della gru di appoggio), che saranno trasportati in un'officina meccanica attrezzata per il loro smantellamento e recupero dei materiali e dei componenti, o in alternativa in officina meccanica attrezzata per il ri condizionamento di tutti i componenti che poi saranno ri utilizzati in altri siti. Ovviamente le attività di recupero dei materiali dovranno essere realizzate in conformità alle normative vigenti.
- 9) Demolizione del plinto di fondazione sino ad una profondità di almeno 1 m. A tal proposito in fase di progetto si è ritenuto ampiamente sufficiente lo smantellamento del plinto di fondazione sino a tale profondità (1 m) dal piano campagna. Le arature, infatti, su seminativi (ovvero sulla tipologia di terreni interessati dall'impianto) anche profonde non superano la profondità di 0,5 m, e le radici delle colture qualche decina di centimetri. Qualora, tuttavia, si volesse utilizzare i terreni per altri tipi di colture è possibile che lo smantellamento del plinto, a fine vita utile dell'impianto, possa essere portato a profondità maggiori.
- 10) Rimozione di tutte le piste e piazzole con trasporto in centri di recupero per inerti. In alternativa il Piano di Utilizzo potrà prevedere il riutilizzo diretto in altri cantieri. In ogni caso andrà fatta la caratterizzazione dei materiali al fine di verificare che non siano stati interessati da materiali inquinanti.
- 11) Apporto di terreno vegetale sulle aree occupate da piste e piazzole.
- 12) Ricostruzione dei tre tratti di muretto a secco interessati dalla viabilità di cantiere.

- 13) Recupero di tutti cavi elettrici posati al di sotto di aree agricole. Si ritiene invece inutile, poiché non genera alcun tipo di impatto, la rimozione dei cavi elettrici al di sotto della sede viaria asfaltata (strade provinciali e strade comunali).

Per quanto concerne la SSE le attività di dismissione previste sono le seguenti. Ovviamente avverranno a seguito di distacco della connessione dalla RTN.

- 1) Smontaggio di tutte le apparecchiature elettromeccaniche AT, MT, BT, di controllo e misura e loro avvio presso centri attrezzati per loro demolizione, recupero e smaltimento dei materiali (centri di recupero e smaltimento RAEE);
- 2) Trasporto del trasformatore MT/AT in centro di smaltimento o in officina elettromeccanica per il ri condizionamento finalizzato al ri utilizzo.
- 3) Demolizione edificio (locale tecnico) e delle sue fondazioni. Trasporto a rifiuto del materiale proveniente dalla demolizione
- 4) Demolizione plinti di fondazione apparecchiature AT (in c.a.) e trasporto a rifiuto del materiale
- 5) Demolizione recinzione prefabbricata in cls vibrato e delle sue fondazioni. Trasporto a rifiuto del materiale.
- 6) Rimozione asfalto e trasporto a rifiuto.
- 7) Rimozione strato di fondazione stradale (realizzato con inerti) e avvio a centro recupero inerti.
- 8) Recupero del cavo AT utilizzato per la connessione SSE – SE Terna. Avvio a centro di smaltimento/ recupero.
- 9) Apporto di terreno vegetale sull'area occupata dalla SSE.

Per quanto attiene il recupero dei materiali è doveroso ricordare che si tratta di grandi quantità di ferro che potranno ovviamente essere riciclate oltre a grandi quantità di inerti provenienti dalla demolizione di piste e strade e quindi anche in questo caso si tratta di materiali ampiamenti riutilizzabili (previa caratterizzazione). Per quanto concerne le apparecchiature elettromeccaniche tipicamente verranno smontate in centri di smaltimento RAEE (Rifiuti Apparecchiature Elettriche ed Elettroniche) e i materiali che le compongono avviati a rifiuto o recuperati.

In realtà in altri paesi (Nord Europa) dove lo smontaggio degli impianti eolici è già avviato, i principali componenti (pale, navicella, torre tubolare) sono abitualmente ricondizionati ed utilizzati in altri siti.

Per quanto attiene i costi di dismissione, atteso che il recupero di molti materiali potrà essere monetizzato, si prevedono i seguenti costi, aggiuntivi:

• Rimozione degli aerogeneratori	€	1.500.000,00
• Dismissione opere civili (plinti, strade, piazzole, SSE)	€	500.000,00
• Altri costi di dismissione	€	<u>300.000,00</u>
<b>TOTALE PREVISTO</b>	<b>€</b>	<b>2.300.000,00</b>

E' evidente che gli impatti a cui sarà soggetta l'area nella fase di dismissione sono esattamente gli stessi di cui si è detto per la fase di costruzione ovvero:

- a) Rumore
- b) Polvere
- c) Aumento del traffico veicolare
- d) Impatto su fauna stanziale

Degli effetti e dell'entità di questi impatti si è già detto nel paragrafo dedicato agli impatti in fase di costruzione a cui si rimanda. Qui sottolineiamo che tutti questi impatti sono reversibili.

Infine alcune notazioni sul recupero effettivo delle aree occupate dall'impianto eolico a seguito della dismissione dello stesso.

Impatto visivo: lo smontaggio degli aerogeneratori annulla l'impatto

Impatto acustico: la messa fuori servizio degli aerogeneratori annulla l'impatto

Impatto su fauna avifauna: lo smontaggio e la messa fuori servizio degli aerogeneratori annulla l'impatto

Impatto sulla flora: in realtà praticamente nullo anche in fase di esercizio

Uso del suolo: i ripristini ambientali previsti (rimozione strade e piazzole, rimozione plinti di fondazione sino ad una certa profondità, rimozione cavi elettrici posati al di sotto di terreni ad uso agricolo) di fatto annulla l'impatto e permette il pieno recupero dell'area all'attività agricola.

Impatto su altre attività umane: dal momento che l'attività precipua dell'area è sempre stata quella agricola, attività di fatto compatibile con la generazione eolica, l'impatto è basso anche in fase di esercizio. La dismissione dell'impianto ad ogni modo genera il recupero all'uso agricolo delle aree occupate dai plinti, dalle piazzole, dalle strade dalla SSE, che abbiamo visto essere complessivamente un'area di poco meno di 2 ha.

**Possiamo pertanto concludere che l'impatto ambientale prodotto dal parco eolico considerato nel suo intero ciclo di vita costruzione, esercizio, dismissione è del tutto reversibile, poiché non genera danni irreversibili all'ambiente.**