

**IMPIANTO DI PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTE EOLICA
"Masseria Muro" DI POTENZA PARI A 90 MW**

**REGIONE PUGLIA
PROVINCIA di BRINDISI**

**PARCO EOLICO E RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE NEI COMUNI DI:
Mesagne, Brindisi, San Donaci, San Pancrazio, Cellino San Marco**

**PROGETTO DEFINITIVO
Id AU ORE7Q71**

Tav.:

Titolo:

35

Sintesi non Tecnica

Scala:

Formato Stampa:

Codice Identificatore Elaborato:

n.a.

A4

ORE7Q71_StudioFattibilitaAmbientale_35

Progettazione:

Committente:

STC S.r.l.

Via V. M. STAMPACCHIA, 48 - 73100 Lecce
Tel. +39 0832 1798355
fablo.calcarella@gmail.com - fablo.calcarella@ingpec.eu

Direttore Tecnico: Dott. Ing. Fabio CALCARELLA



wpd MURO s.r.l.

Viale Aventino, 102 - 00153 Roma
C.F. e P.I. 15443431000
tel. +39 06 960 353-00



Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Marzo 2020	Prima emissione	STC S.r.l.	FC	wpd MURO s.r.l.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Sommario

1.	LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	2
2.	AMBITI TERRITORIALI DEL PPTR	10
	Area di impianto “La Campagna Brindisina”: descrizione, criticità, valori patrimoniali	10
	Area di impianto “Tavoliere Salentino”: descrizione, criticità, valori patrimoniali	12
3.	MOTIVAZIONE DELL’OPERA	14
	Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia	16
	Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico	17
	Alternativa localizzativa	18
4.	CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO	20
	Principali caratteristiche tecniche del progetto	20
	Aerogeneratori	20
	Fondazioni	22
	Trincee ed elettrodotti	23
	Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)	23
	Strade e piste	24
	Aree di cantiere per l’installazione degli aerogeneratori (piazzole)	24
	Mezzi d’opera ed accesso all’area di intervento	24
	Esercizio e funzionamento dell’impianto	25
	Utilizzazione delle risorse naturali	26
	Dismissione dell’impianto	26
5.	ANALISI DEGLI IMPATTI	27
	Individuazione degli impatti – Fase di Scoping	27
	Atmosfera	31
	Radiazioni non ionizzanti	35
	Acque superficiali e sotterranee	37
	Rumore	42
	Flora e vegetazione	46
	Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionale nell’Area ristretta	46
	Fauna e avifauna	49
	Ecosistema	55
	Impatto visivo	56
	Conclusioni sull’analisi degli impatti	75
6.	ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI	77

SIA – SINTESI NON TECNICA

1. LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO

Scopo del progetto è la realizzazione di un “Parco Eolico” per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile (vento) e l’immissione, attraverso una opportuna connessione, dell’energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale.

Il parco prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare ibrida in cemento e acciaio di altezza 165 m, di n. 15 aerogeneratori con potenza unitaria di 6 MW e potenza complessiva di 90 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 170 m.

Il Parco Eolico è denominato “Mesagne”.

Il Parco Eolico propriamente detto (plinti di fondazione, piste di nuova realizzazione, cavidotti interrati fra gli aerogeneratori) interesserà aree agricole ricadenti nei Comuni di Brindisi, Mesagne, San Pancrazio Salentino e San Donaci, nella parte centrale della provincia di Brindisi ed a 20 km circa dalla costa ionica ed a 16 km dalla costa adriatica.

E’ previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA Brindisi Sud (in agro di Brindisi), nei pressi della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica (SSE) di trasformazione e consegna. Il cavidotto in media tensione a 30 kV di connessione tra aerogeneratori e tra Parco Eolico e SSE sarà interrato, avrà una lunghezza complessiva di 18 km circa ed interesserà i territori comunali di Brindisi, Mesagne, San Pancrazio Salentino e San Donaci. Il collegamento elettrico tra SSE utente e SE TERNA Brindisi Sud sarà realizzato con cavo AT interrato a 150 kV di lunghezza pari a 250 m circa.

Le posizioni di tutti i quindici aerogeneratori sono in aree con destinazione d’uso agricola così dislocati:

Comune	Denominazione aerogeneratori
BRINDISI	MSG 08
	MSG 09
	MSG 12
	MSG 13
MESAGNE	MSG 05
	MSG 06
	MSG 10
	MSG 11
	MSG 14
SAN DONACI	MSG 15
	MSG 02
	MSG 03
	MSG 04
SAN PANCRAZIO SAL.NO	MSG 07
	MSG 01

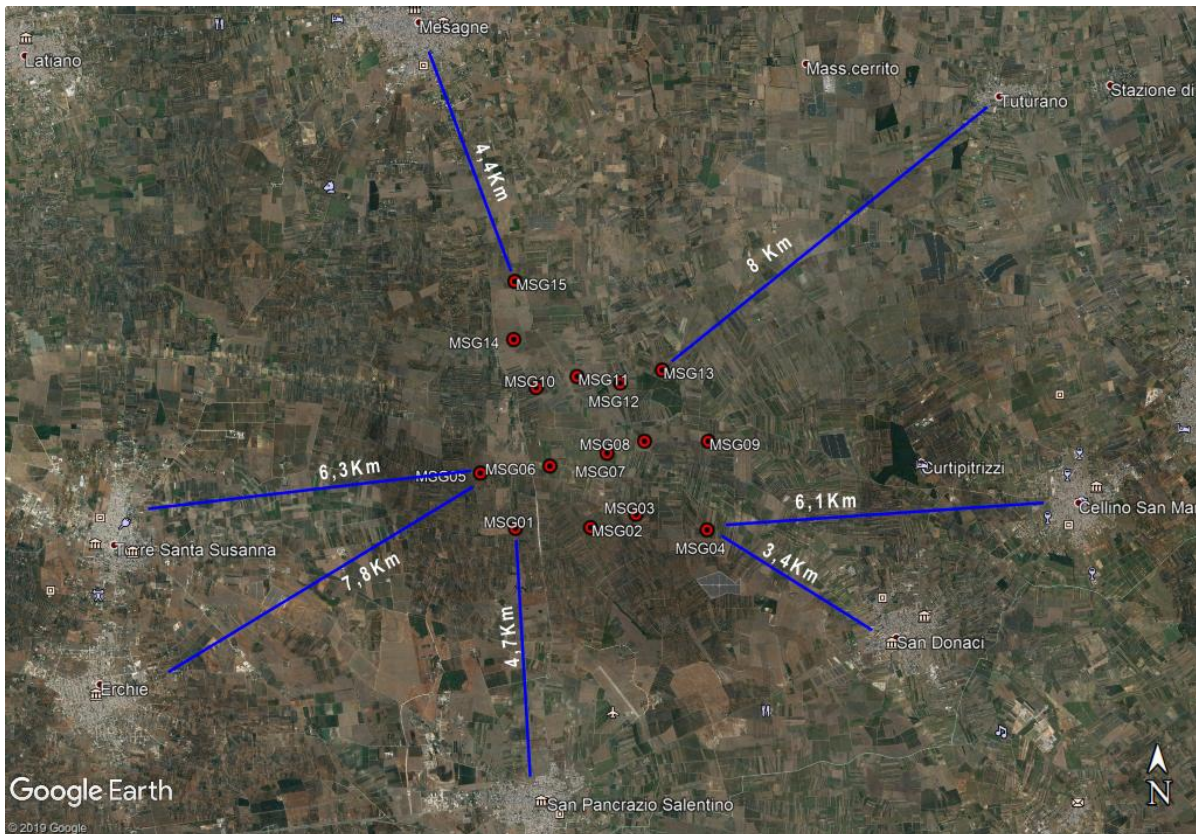
Gli abitati più vicini agli aerogeneratori sono:

- Mesagne: 4,4 km a nord dell’aerogeneratore MSG15;

SIA – SINTESI NON TECNICA

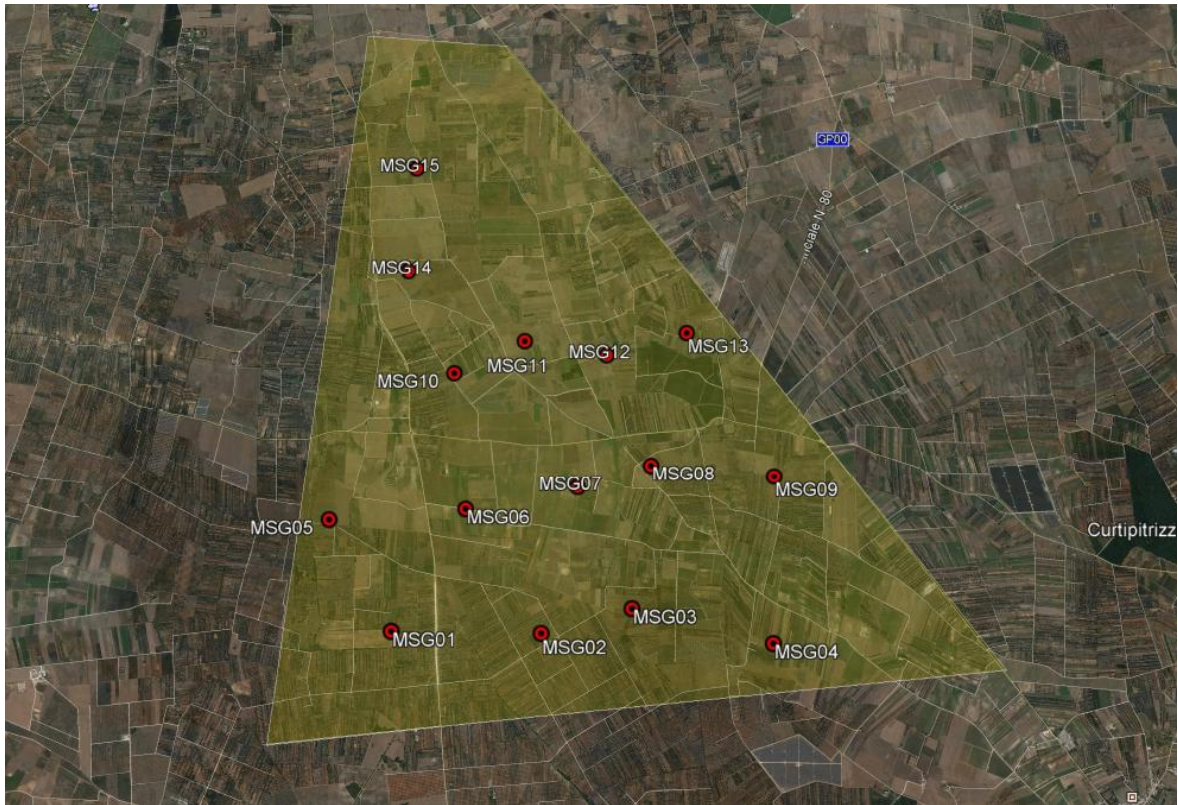
- San Donaci: 3,4 km a nord-ovest dell'aerogeneratore MSG04;
- San Pancrazio Salentino: 4,7 km a nord dell'aerogeneratore MSG01;
- Erchie: 7,8 km ad est nord-est dell'aerogeneratore MSG05;
- Torre Santa Susanna: 6,3 km ad est dell'aerogeneratore MSG05;
- Cellino San Marco: 6,1 km ad est dell'aerogeneratore MSG04.
- Tutturano: 8,0 km a nord-est dell'aerogeneratore MSG13.

Nello Studio Di Impatto Ambientale è individuata un'Area Ristretta o di Intervento (intorno di 1,5-2 km dagli aerogeneratori) e un'Area di Studio o di Interesse (involuppo di 12,5 km dagli aerogeneratori). Infine l'Area Vasta si estende sino a 20 km dall'impianto. Gli effetti della realizzazione dell'impianto eolico si manifestano di fatto nell'Area Ristretta e nell'Area di Interesse.

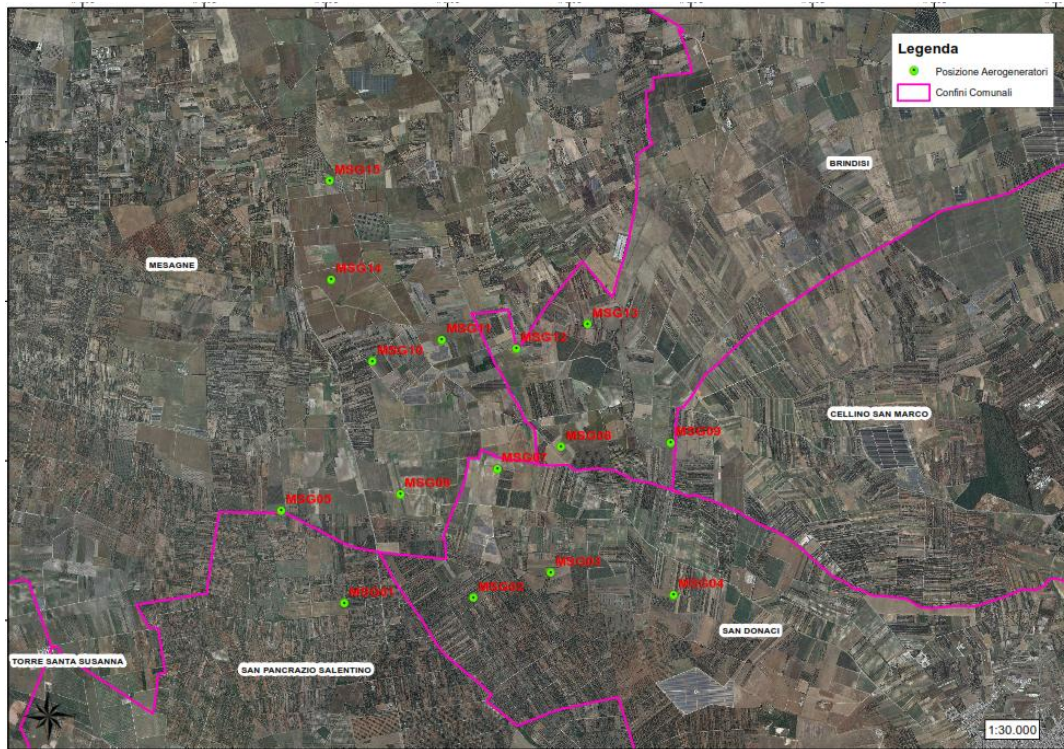


Distanza aerogeneratori di progetto dai centri abitati limitrofi

SIA – SINTESI NON TECNICA



Lay-out impianto eolico con cavidotto



Posizione aerogeneratori e limiti comunali

L'Area di Intervento propriamente detta è una sorta di quadrilatero delimitata ad est dalla SP

SIA – SINTESI NON TECNICA

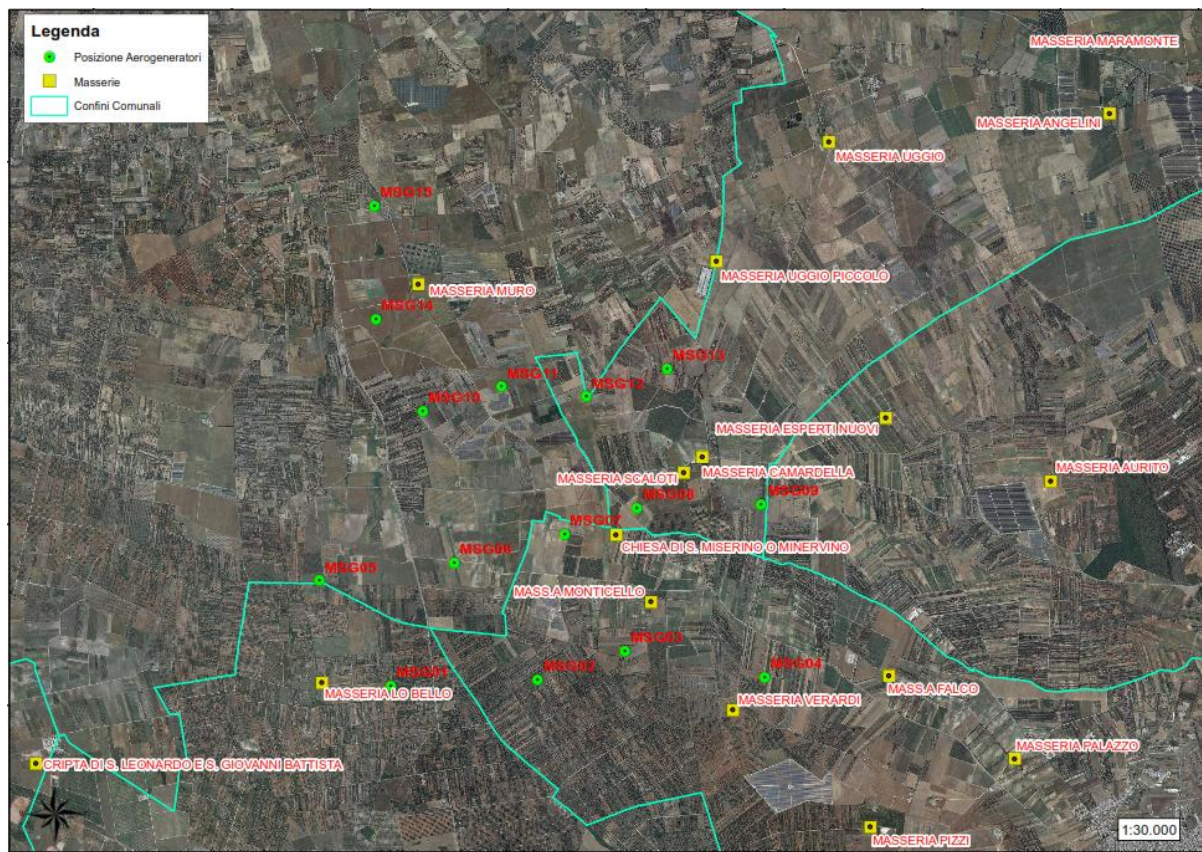
“ex SS605” Mesagne-San Donaci e compresa tra gli abitati di Mesagne (a nord), San Donaci (a sud-est), San pancrazio (a sud), Torre Santa Susanna (a ovest- sud ovest).

Nell’intorno degli aerogeneratori sono presenti alcune Masserie con Segnalazione Architettonica, le più vicine sono:

- “Masseria Camardella”, nel territorio comunale di Brindisi, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica”: 598 m a nord-est dell’aerogeneratore MSG08 di progetto e 893 m a nord-ovest dell’aerogeneratore MSG09 di progetto;
- “Chiesa di San Miserino o Minervino”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR come “Vincolo Architettonico” e “Zona di interesse archeologico”: 397 m a sud-ovest dell’aerogeneratore MSG08 di progetto e 515 m ad est dell’aerogeneratore MSG07 di progetto;
- “Masseria Monticello”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 570 m a nord nord-est dell’aerogeneratore MSG03 di progetto e 935 m a sud sud-ovest dell’aerogeneratore MSG08 di progetto;
- “Masseria Verardi”, nel territorio comunale di San Donaci, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 398 m a sud-ovest dell’aerogeneratore MSG04 di progetto;
- “Masseria Lo Bello”, nel territorio comunale di San Pancrazio Salentino, classificata nel PPTR “Segnalazione Architettonica” (rudere): 730 m ad ovest dell’aerogeneratore MSG01 di progetto;
- “Masseria Muro”, nel territorio comunale di Mesagne, classificata nel PPTR “Vincolo Archeologico” (rudere): 360 m a nord-est dell’aerogeneratore MSG14 di progetto e 480 m a sud-est dell’aerogeneratore MSG15.

Le altre masserie hanno tutte distanze dagli aerogeneratori superiori ad 1 km.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Aerogeneratori e Masserie nell'intorno

La distanza minima dall'edificio rurale abitato, denominato "Masseria Scalati", è di circa 600 m (a nord-est dell'aerogeneratore MSG08) mentre altri fabbricati rurali, disabitati, sono presenti ad una distanza minima di circa 470 m.

La distanza minima da strade statali e provinciali è di almeno 350 m:

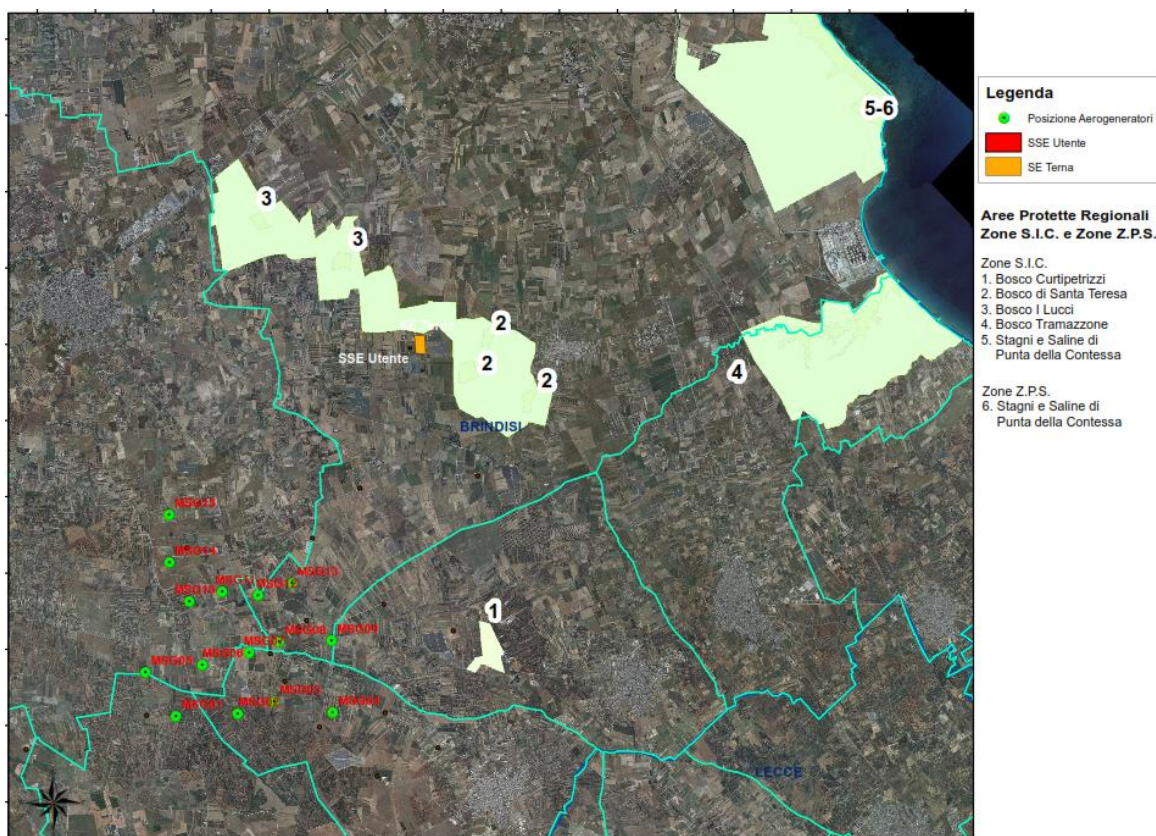
- la SS 605 Mesagne – San Donaci, ad ovest dell'area di progetto, dista 421 m dall'aerogeneratore più vicino MSG13;
- la SP 74 Mesagne-San Pancrazio Salentino, a est dell'area di progetto, dista 434 m dall'aerogeneratore più vicino MSG01;
- la SP 51 Oria-Cellino San Marco, al centro dell'area di progetto, dista 413 m dall'aerogeneratore più vicino MSG08.

La distanza minima da boschi ed aree naturali protette è:

- L'aerogeneratore di progetto MSG09, in direzione est da questo, è il più vicino all'area protetta SIC "Bosco Curtipetrizzi", esistente in territorio di Cellino San Marco, da cui dista circa 3,34 km;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- L'aerogeneratore di progetto MSG13, in direzione nord-est da questo, è il più vicino alla Riserva Naturale Regionale Orientata denominata "Boschi di Santa Teresa e dei Lucci", esistente in territorio di Brindisi, da cui dista circa 6,29 km;
- L'aerogeneratore di progetto MSG15, in direzione nord da questo, è il più vicino alla Riserva Naturale Regionale Orientata denominata "Boschi di Santa Teresa e dei Lucci", esistente in territorio di Brindisi, da cui dista circa 6,45 km;
- L'aerogeneratore di progetto MSG12, in direzione sud sud-ovest da questo, è il più vicino ad un'area a "Bosco", esistente in territorio di Mesagne, da cui dista 297 m mentre l'aerogeneratore di progetto MSG11, in direzione sud-est da questo, dista dallo stesso "Bosco" 635 m;
- L'aerogeneratore di progetto MSG14, in direzione ovest da questo, è il più vicino ad un'area a "Bosco", esistente in territorio di Mesagne, da cui dista 1,88 km;
- L'aerogeneratore di progetto MSG05, in direzione sud-ovest da questo, è il più vicino ad un'area a "Bosco", esistente in territorio di Mesagne, da cui dista 551 m.



Le aree naturali protette circostanti all'impianto eolico in progetto

SIA – SINTESI NON TECNICA

Nel vicino Comune di Erchie è presente un Parco Eolico già in esercizio, costituito da 15 aerogeneratori di potenza pari a 2 MW ciascuno installati su torri tubolari in acciaio di altezza pari a 80 m, e aventi rotore con diametro di 90 m. La distanza minima tra aerogeneratori in progetto e aerogeneratori in esercizio è di circa 10 km.

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di quindici aerogeneratori posizionati tutti in aree a seminativo, tuttavia per l'accesso all'area del Parco Eolico con i mezzi speciali deputati al trasporto dei componenti di impianto si renderà necessario superare alcune interferenze, con uliveti, di seguito descritte.

L'espianto di ulivi interesserà 4 zone diverse e complessivi 48 alberi di ulivo. Gli ulivi saranno espianati reimpiantati nell'ambito delle stesse aree. Le quattro aree sono così individuate:

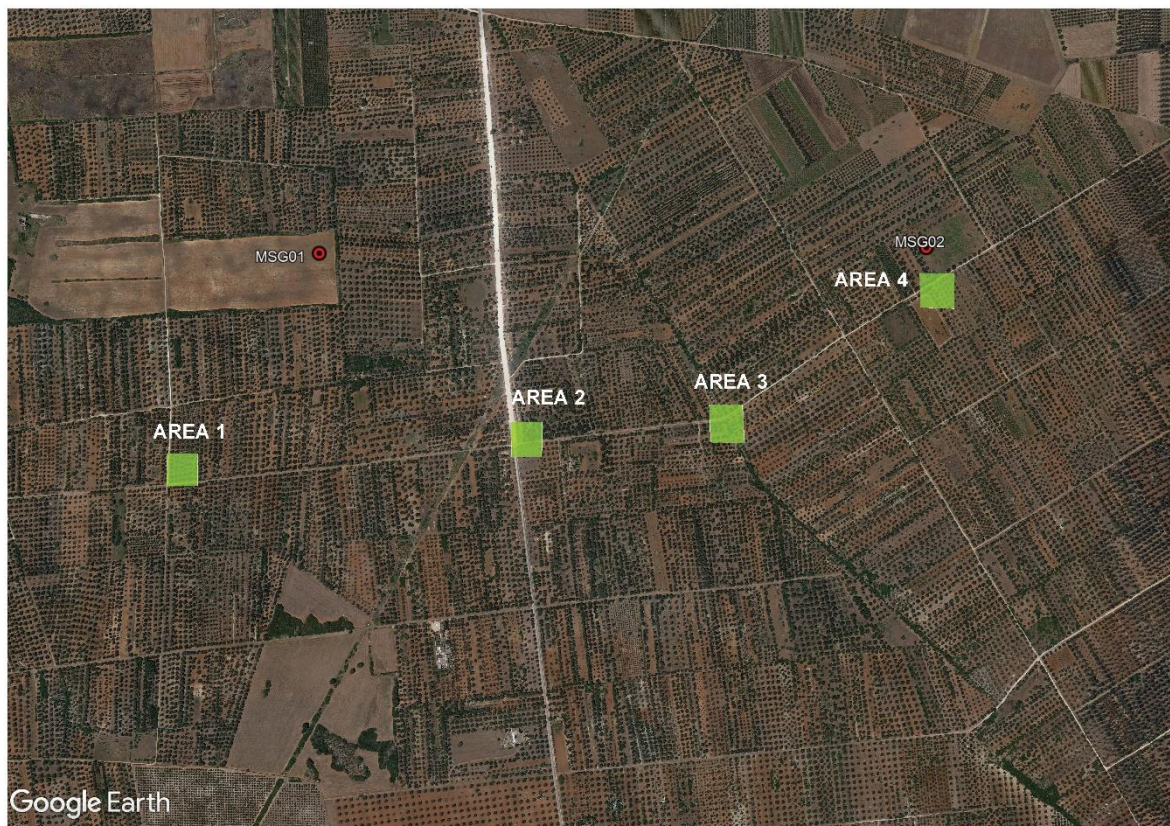
L'espianto di ulivi interesserà 4 zone diverse:

- a. per l'accesso all'aerogeneratore MSG01, MSG02, MSG03 dalla SP 74 – 9 ulivi;
- b. per l'accesso all'aerogeneratore MSG01, (curva su strade comunali) – 30 ulivi;
- c. per l'accesso agli aerogeneratori MSG02 e MSG03 (allargamento per cambio di direzione lungo la strada comunale – 5 ulivi;
- d. per l'accesso all'aerogeneratore MSG02 dalla strada comunale – 4 ulivi.

Gli ulivi saranno espianati reimpiantati nell'ambito delle stesse aree.

Le quattro zone interessate si trovano tutte nella parte sud dell'area di intervento, come rilevabile dalla figura sotto.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Inquadramento zone interessate dagli espianti e reimpianti degli ulivi

Le piante saranno oggetto di espianto e successivo reimpianto secondo le posizioni individuate nello specifico elaborato di progetto a cui si rimanda, qui rammentiamo che:

- Nessuna delle piante ha le caratteristiche di monumentalità;
- Espianti e reimpianti saranno realizzati secondo consolidate tecniche agronomiche, finalizzate a preservare il patrimonio vegetativo delle piante;
- Il reimpianto avverrà o nelle posizioni originarie o in posizioni limitrofe a quelle originarie;
- Sarà comunque verificato che le piante non siano affette da Xylella Fastidiosa, qualora lo fossero si procederà esclusivamente alla eradicazione. Considerate le misure emergenziali in vigore a causa dell'infezione del batterio da quarantena Xylella Fastidiosa, in fase di attuazione pratica delle operazioni di espianto e reimpianto ci si atterrà, scrupolosamente, a quanto previsto dalle vigenti disposizioni che verranno riportate nel documento autorizzativo rilasciato dai competenti Uffici della Regione Puglia

Per l'adeguamento della viabilità esistente, al fine di renderla idonea al passaggio dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto dei componenti di impianto (pale, navicella, tronchi di torre tubolare), in alcuni punti si renderà necessario l'abbattimento di piccoli tratti di muretti a secco per la realizzazione delle strade di cantiere, che comunque saranno ricostruiti integralmente rispettando dimensioni e caratteristiche ex ante, una volta terminati i lavori. Per quanto possibile, per la ricostruzione sarà riutilizzato il pietrame originario momentaneamente accantonato nell'ambito

SIA – SINTESI NON TECNICA

dell'area di cantiere. Per le strade di cantiere l'abbattimento sarà momentaneo, ovvero terminata la costruzione dell'impianto, si procederà alla ricostruzione dei muretti conservando forma e dimensioni originarie, e nei limiti del possibile utilizzando lo stesso pietrame.

Sempre per l'adeguamento della viabilità esistente di accesso si renderà necessaria la potatura di alcuni arbusti di macchia mediterranea che crescono spontaneamente lungo i muretti a secco o ai lati delle strade interpoderali esistenti. La potatura sarà effettuata con attrezzi manuali e non meccanici allo scopo di preservare per quanto più possibile lo stato vegetativo della pianta. Si fa presente che gli interventi di potatura sono del tutto reversibili, dal momento che le piante sono soggette a ricrescita naturale.

2. AMBITI TERRITORIALI DEL PPTR

Ai fini della descrizione dell'area su cui è prevista la realizzazione dell'opera è fondamentale fare riferimento a quanto indicato nel PPTR. Il Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) ha individuato nel territorio pugliese 11 Ambiti di Paesaggio ciascuno caratterizzato da proprie peculiarità *in primis* fisico ambientali e poi storico culturali. In alcuni di questi Ambiti sono state individuate delle Unità Minime di Paesaggio o *Figure Territoriali*, in pratica dei *sotto ambiti*, che individuano aree con caratteristiche omogenee da un punto di vista geomorfologico.

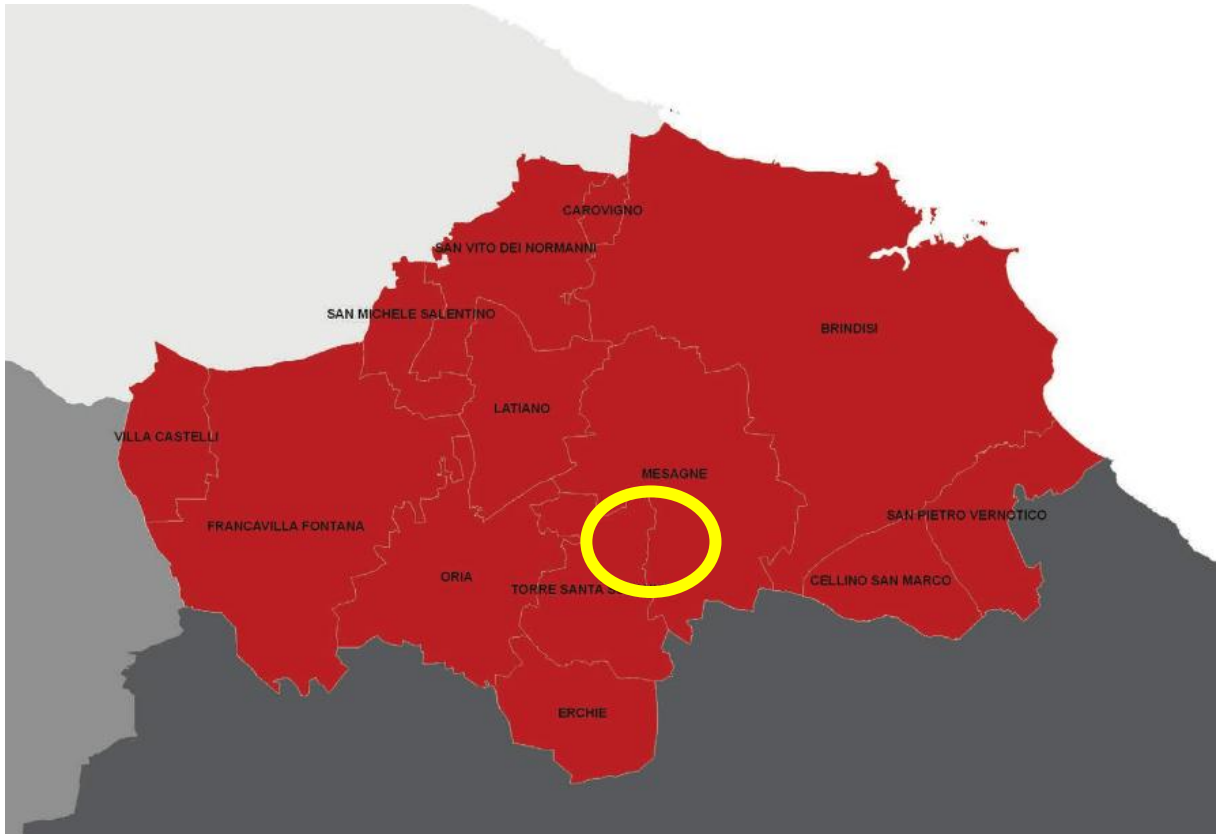
L'area interessata dal progetto del Parco Eolico ricade in due ambiti:

- a) I territori di Brindisi e Mesagne ricadono nell'Ambito di Paesaggio n° 9 della "**Campagna Brindisina**";
- b) I territori di San Pancrazio Salentino e San donaci ricadono nell'Ambito di Paesaggio n° 10 del "**Tavoliere Salentino**" e della Figura Territoriale "**La Terra dell'Arneo**".

Area di impianto "La Campagna Brindisina": descrizione, criticità, valori patrimoniali

Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata all'*Ambito della Campagna Brindisina*, questo è caratterizzato da un bassopiano irriguo con ampie superfici a seminativo, vigneto e oliveto. A causa della mancanza di evidenti e caratteristici segni morfologici e di limiti netti tra le colture, il perimetro dell'ambito si è attestato principalmente sui confini comunali. In particolare, a sud-est, sono stati esclusi dall'ambito i territori comunali che, pur appartenendo alla provincia di Brindisi, erano caratterizzati dalla presenza del pascolo roccioso, tipico del paesaggio del Tavoliere Salentino (San Pancrazio Salentino e San Donaci).

SIA – SINTESI NON TECNICA



Ambito della Campagna Brindisina – PPTR Puglia

PIANA BRINDISINA	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	1.081,92	
Province:		
Brindisi	1.081,92	59%
Comuni:		
Brindisi	329,16	100%
Carovigno	7,15	6,77%
Cellino San Marco	37,45	100%
Erchie	44,11	100%
Francavilla Fontana	175,18	100%
Latiano	54,85	100%
Mesagne	122,42	100%
Oria	83,47	100%
San Michele Salentino	26,21	100%
San Pietro Vernotico	46,05	100%
San Vito dei Normanni	66,40	100%
Torre Santa Susanna	54,85	100%
Villa Castelli	34,63	100%

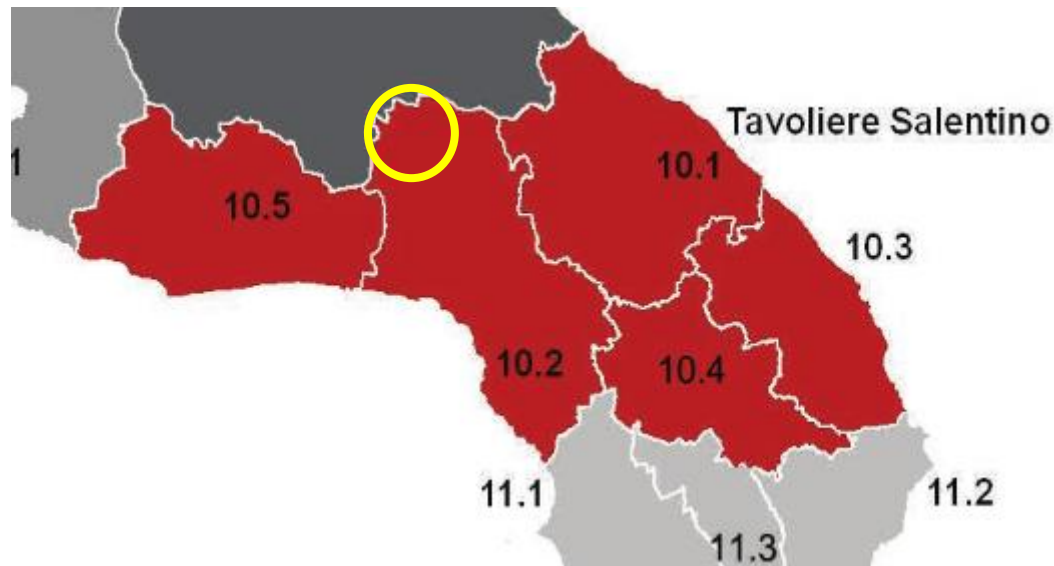
I Comuni dell'Ambito della Campagna Brindisina – PPTR Puglia

SIA – SINTESI NON TECNICA

Area di impianto “Tavoliere Salentino”: descrizione, criticità, valori patrimoniali

Così come indicato chiaramente nella Scheda del PPTR dedicata all’*Ambito del Tavoliere Salentino*, questo interessa la parte nord della Provincia di Lecce, la parte sud-orientale della Provincia di Taranto (con i territori comunali di Fragagnano, San Marzano, Lizzano, Sava, Torricella, Maruggio, Manduria, Avetrana) ed alcuni comuni a sud della Provincia di Brindisi (Torchiarolo, San Donaci, San Pancrazio); si estende dal Mar Adriatico al Mar Jonio e presenta le seguenti caratteristiche distintive che lo caratterizzano:

- 1) una morfologia pianeggiante con scarsa diffusione di pendenze significative;
- 2) una intensa antropizzazione agricola del territorio, con un terreno calcareo con rocce spesso affioranti e forme carsiche quali doline e inghiottitoi;
- 3) il tipico “mosaico” di uliveti, vigneti e seminativi separati dai muretti a secco che caratterizza gran parte aree dell’Ambito;
- 4) aree costiere con cordoni di dune e aree umide a ridosso della costa;
- 5) bacini endoreici aventi come recapiti finali inghiottitoi che alimentano gli acquiferi sotterranei (falda profonda);
- 6) una rete di numerosi piccoli centri collegati fra loro da una fitta viabilità provinciale.



Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

SIA – SINTESI NON TECNICA

TAVOLIERE SALENTINO	Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)		Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)		Superficie compresa nell'ambito per ente	Superficie compresa nell'ambito/ superficie totale dell'ente locale (%)
Superficie totale	2.208,11							
Province:								
Lecce	1.608,79	58%	Taranto	477,67	20%	Brindisi	121,63	7%
Comuni:								
Aresano	13,45	100%	Lequile	36,37	100%	San Donaci	33,64	100%
Avetrana	73,34	100%	Leverano	48,87	100%	San Donato Di Lecce	21,16	100%
Bagnolo Del Salento	6,76	100%	Lizzanello	25,07	100%	San Marzano	19,02	100%
Calimera	11,16	100%	Lizzano	46,35	100%	San Pancrazio Salentino	55,87	100%
Campi Salentina	45,14	100%	Maglie	22,38	100%	San Pietro in Lama	7,94	100%
Cannole	20,04	100%	Manduria	178,36	100%	Sava	44,08	100%
Caprarica di Lecce	10,83	100%	Martano	21,85	100%	Sogliano Cavour	5,17	100%
Carmiano	23,68	100%	Martignano	6,36	100%	Soletto	30,02	100%
Carpignano Salentino	48,09	100%	Maruggio	48,43	100%	Squinzano	29,30	100%
Castri di Lecce	12,24	100%	Melendugno	91,29	100%	Sternatia	16,54	100%
Castrignano De' Greci	9,51	100%	Melpignano	10,95	100%	Surbo	20,42	100%
Cavallino	22,38	100%	Monteroni Di Lecce	16,53	100%	Taranto	19,42	9%
Copertino	57,78	100%	Nardo'	190,45	100%	Torchiarolo	32,13	100%
Corigliano d'Otranto	28,10	100%	Novoli	17,79	100%	Torricella	26,63	100%
Cursi	8,22	100%	Otranto	49,28	65%	Trepuzzi	23,73	100%
Fragagnano	22,04	100%	Palmariggi	8,79	100%	Veglie	61,39	100%
Galatina	81,71	100%	Porto Cesareo	34,84	100%	Vernole	60,50	100%
Guagnano	37,85	100%	Salice Salentino	58,99	100%	Zollino	9,90	100%
Lecce	238,00	100%	San Cesario	8,00	100%			

I Comuni dell'Ambito del Tavoliere Salentino – PPTR Puglia

SIA – SINTESI NON TECNICA

3. MOTIVAZIONE DELL'OPERA

I vantaggi principali dovuti alla realizzazione del progetto sono:

- Opportunità di produrre energia da fonte rinnovabile coerentemente con le azioni di sostegno che vari governi, tra cui quello italiano, continuano a promuovere anche sotto la spinta degli organismi sovranazionali che hanno individuato in alcune FER, quali l'eolico, una concreta alternativa all'uso delle fonti energetiche fossili, le cui riserve seppure in tempi medi sono destinate ad esaurirsi;
- Riduzioni di emissione di gas con effetto serra, dovute alla produzione della stessa quantità di energia con fonti fossili, in coerenza con quanto previsto, fra l'altro, dalla Strategia Energetica Nazionale 2017 il cui documento, 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 termo elettriche 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;
- 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.

Osserviamo ancora in merito alle motivazioni della soluzione progettuale prescelta, che l'utilizzo di aerogeneratori di grossa taglia permette di ottenere una maggiore quantità di energia con un numero ridotto di aerogeneratori e che l'efficienza produttiva aumenta proporzionalmente alla taglia dell'aerogeneratore.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia, con rotori di grosse dimensioni (170 m di diametro), permettono di ottenere un'elevata efficienza produttiva anche con regimi anemometrici medi, quali quelli dell'area d'intervento.

Gli aerogeneratori di progetto, in relazione alle condizioni anemologiche e anemometriche rilevate, si stima possano produrre (in media, per singolo aerogeneratore) almeno 23.063 MWh/anno e, quindi, avere complessivamente una produzione di 345.947 MWh/anno per l'intero parco eolico. Per avere un'idea del quantitativo di energia prodotta essa corrisponde al fabbisogno medio annuo di 128.120 famiglie composte da 4 persone per un totale di 512.480 persone pari a circa 1/8 dell'intera popolazione pugliese (fabbisogno nazionale medio 2.700 kWh/anno – famiglia composta da 4 persone).

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;

SIA – SINTESI NON TECNICA

significherebbe non sfruttare la risorsa vento presente nell'area a fronte di un impatto (soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

SIA – SINTESI NON TECNICA

ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE

Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia

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

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

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200-1.000 kW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- macchine di grande taglia, con potenza compresa nell'intervallo 1.000-5.000 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 oltre 300 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 800 kW, che costituisce una tipica taglia commerciale per aerogeneratori di taglia media, verifichiamo innanzi tutto che se ne dovrebbero installare 113 anziché 15 per poter raggiungere la potenza prevista di progetto (90 MW).

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

1. Utilizzando macchine di media taglia, a parità di potenza complessiva installata, l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grande taglia. Con molta probabilità l'investimento potrebbe non essere remunerativo;
2. 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);
3. 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;

SIA – SINTESI NON TECNICA

4. Trattandosi di un'area pianeggiante la disposizione sarebbe a cluster con aerogeneratori più vicini poiché dotati di rotori più piccoli. Potrebbe, pertanto, verificarsi un maggiore impatto visivo prodotto dal cosiddetto *effetto selva*. Sottolineiamo inoltre che gli aerogeneratori di media taglia hanno comunque altezze considerevoli (60 metri circa) e rotori con diametri non trascurabili (50-60 m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile;
5. La realizzazione di un numero maggiore di aerogeneratori produce maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

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

Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

Un'altra alternativa tecnologica potrebbe essere quella di realizzare un impianto fotovoltaico.

Di seguito le principali differenze rispetto alla realizzazione dell'impianto eolico proposto in progetto.

1. A parità di potenza installata (90 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 346 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 164 GWh/anno. In termini di costo i due impianti sostanzialmente si equivalgono.
2. L'impianto fotovoltaico, con potenza di 90 MW, occuperebbe una superficie di almeno 128 ettari.

Queste invece le principali differenze in termini di impatto ambientale.

Impatto visivo. L'impatto visivo prodotto dall'impianto eolico è di gran lunga maggiore, sebbene un impianto fotovoltaico di estensione pari a 128 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 128 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 4,0 ettari, contro i 90 ettari previsti per l'eventuale installazione dell'impianto fotovoltaico.

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

Impatto elettromagnetico. Per l'impianto eolico l'impatto è trascurabile, per quello

SIA – SINTESI NON TECNICA

fotovoltaico è anche trascurabile, anche se di maggiore entità nelle aree immediatamente limitrofe al perimetro dell'impianto.

In definitiva possiamo concludere che:

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

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

Alternativa localizzativa

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

- 1) E' posto internamente al territorio provinciale di Brindisi e lontano sia dalla costa jonica (20 km circa) che dalla costa adriatica (16 km circa);
- 2) Gli aerogeneratori distano almeno 600 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 di entrambi gli Elaborati: 5.9 Schede degli Ambiti Paesaggistici – *La Campagna Salentina* e 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 350 m) da strade statali e provinciali;
- 8) Non distante dall'area di impianto (circa 8,0 km) è presente un'importante infrastruttura elettrica (SE TERNA Brindisi Sud), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Riteniamo evidente che sia difficile trovare aree con caratteristiche di idoneità tali e, pertanto, risulta molto difficile proporre una alternativa localizzativa.

SIA – SINTESI NON TECNICA

4. CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO***Principali caratteristiche tecniche del progetto***

Il progetto prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare di tipo ibrido in cemento ed acciaio, di n° 15 aerogeneratori della potenza singola di 6,0 MW, per una potenza totale del Parco Eolico di 90 MW. L'energia elettrica prodotta sarà immessa nella Rete di Trasmissione Nazionale AT.

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

Caratteristiche delle opere in Progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	P _{nom} = 6,0 MW – diametro rotore 170 m
Torre	Tubolare –altezza 165 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro = 25 m – Altezza max 4 m – Volume 1.380 mc
PRINCIPALI CARATTERISTICHE AREA DI INTERVENTO	
Morfologia	Pianeggiante
Utilizzo del suolo	Agricolo
ATE A o B ai sensi del PUTT	No
ZPS	No
SIC	No
Zona ripopolamento e cattura	No
Biotopi	No
PRINCIPALI CARATTERISTICHE IMPIANTO EOLICO	
N° torri eoliche	15
Potenza nominale complessiva	90 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	(25x25) mq x n. 15 torri = 9.375 mq
Occupazione territoriale piazzole in fase di esercizio	(30x30) mq x n. 15 torri = 13.500 mq
Occupazione territoriale strade di esercizio	3.410x5= 17.050mq
Occupazione territoriale SSE	3.500 mq
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni.

Per quanto concerne la produzione ci si aspetta una produzione pari a circa 3.844 ore equivalenti anno, in pratica con la potenza installata di 90 MW, ci si aspetta una produzione annua totale per l'intero parco eolico di circa 346 GWh/anno.

Aerogeneratori

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 165 m, con rotori a 3 pale ed aventi diametro di 170 m. La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore sarà bianca e non riflettente. Le pale degli aerogeneratori ubicati nelle posizioni più esterne, inoltre, saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna e tutti gli aerogeneratori saranno dotati di luce rossa fissa di media intensità per la segnalazione notturna, omologate ICAO, e comunque con le caratteristiche che saranno indicate dall'Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC).

Il posizionamento degli aerogeneratori nell'area di progetto è tale da evitare il cosiddetto

SIA – SINTESI NON TECNICA

effetto selva. La distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è di 798 ml (MSG07-MSG08), mentre la distanza minima tra aerogeneratori su file diverse è di 1.143 ml (MSG14-MSG15). In ogni caso la distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è superiore a 3d (498 ml), mentre la distanza tra aerogeneratori su file diverse è superiore a 5d (830 ml). E' evidente che tali distanze scongiurano il rischio che si possa creare un effetto selva.

Inoltre il posizionamento degli aerogeneratori sarà tale da rispettare le seguenti distanze di rispetto:

- Distanza minima dai centri abitati: San Donaci - 3,4 km a nord-ovest dell'aerogeneratore MSG04;
- Distanza minima da Strade Provinciali: superiore a 350 m;
- Distanza minima da edifici rurali abitati o abitabili: 350 m.

Le distanze minime degli aerogeneratori da strade provinciali, abitazioni rurali e centri abitati saranno ampiamente maggiori ai valori della gittata di elementi rotanti in caso di rottura accidentale, che è stata calcolata essere di 194 m per la pala intera e 289 m per un frammento di lunghezza pari ad 1 m.

Nella seguente tabella sono riportate le coordinate geografiche dei punti di installazione degli aerogeneratori. UTM WGS84 Fuso 33.

WTG	X	Y	Z
MSG 1	740196	4483484	57,373
MSG 2	741695	4483547	51,798
MSG 3	742591	4483840	50,858
MSG 4	744021	4483576	48,555
MSG 5	739462	4484560	58,145
MSG 6	740851	4484740	59,312
MSG 7	741973	4485035	68,376
MSG 8	742714	4485298	70,891
MSG 9	743986	4485339	68,228
MSG 10	740522	4486294	77,037
MSG 11	741327	4486541	76,737
MSG 12	742194	4486438	75,728
MSG 13	743023	4486724	75,368
MSG 14	740042	4487235	79,097
MSG 15	740028	4488390	80,134

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

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

Il progetto prevede la realizzazione di un impianto esterno di protezione dai fulmini (LPS) e

SIA – SINTESI NON TECNICA

un LPS interno atto ad evitare il verificarsi di scariche pericolose all'interno della struttura da proteggere durante il passaggio della corrente di fulmine sull'LPS esterno. L'LPS è progettato per la protezione di tutte le apparecchiature interne della torre eolica.

Alcuni aerogeneratori (quelli con posizioni più esterne) saranno dotati di segnalazione diurna e notturna. La segnalazione diurna verrà attuata colorando le pale di 9 aerogeneratori (su 15) con due bande rosse (colorazione RAL 2009) di lunghezza pari a 6 m, a partire dall'estremità delle pale stesse, alternate ad una fascia bianca di pari lunghezza. Gli stessi nove aerogeneratori, dotati di segnalazione diurna, saranno dotati anche di lampade per la segnalazione notturna conformi alle normative per la segnalazione aerea (Specifiche ICAO).

Fondazioni

Gli scavi per le fondazioni delle torri saranno a sezione ampia a forma di circonferenza con diametro di circa 20 m, forma tronco conica con altezza massima di 3,5 m circa. Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di una armatura in ferro che terrà conto di carichi e sollecitazioni in riferimento al sistema fondazione suolo ed al regime di vento misurato sul sito. La progettazione strutturale esecutiva sarà riferita ai plinti di fondazione del complesso torre tubolare – aerogeneratore. Il metodo di calcolo sarà quello degli Stati Limite, con analisi sismica, la cui accelerazione di calcolo sarà quella relativa alla zona, in cui ricade l'intervento, secondo l'attuale classificazione sismica del territorio nazionale

Indagini geologiche saranno effettuate puntualmente in corrispondenza dei punti in cui verrà realizzato il plinto di fondazione, permetteranno di definire:

- la successione stratigrafica con prelievo di campioni fino a 30 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di “vuoti” colmi di materiale incoerente.

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni profonde (con pali), con pianta circolare e forma tronco – conica, aventi le seguenti caratteristiche dimensionali:

- diametro massimo 25 m;
- altezza massima 4 m circa;
- completamente interrata, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,1 m;
- volume complessivo 1.380 mc circa.
- Pali di fondazione n. 10 per plinto
- Pali di fondazione diametro 1000 mm
- Pali di fondazione lunghezza massima 30 m

SIA – SINTESI NON TECNICA

Trincee ed elettrodotti

Le linee MT interne al parco eolico, di connessione tra gli aerogeneratori e tra questi e la SSE, saranno realizzate con cavi direttamente interrati. La posa interrata avverrà ad una profondità di 1,2 m. L'utilizzo di cavi tipo airbag con doppia guaina in materiali termoplastici (PE e PVC) ne migliora notevolmente la resistenza meccanica allo schiacciamento rendendoli equivalenti, a cavi armati, e consentendo, quindi, la posa interrata senza utilizzo di ulteriore protezione meccanica.

Gli scavi saranno effettuati usando mezzi meccanici ed evitando scoscendimenti, franamenti ed in modo tale che le acque di ruscellamento non si riversino negli scavi.

Il percorso dei cavidotti correrà, quasi totalmente, su strade esistenti o su quelle di nuova realizzazione, in modo tale da ridurre al minimo l'impatto dovuto all'occupazione di suolo. Inoltre, il percorso dei cavidotti sarà segnalato in superficie da appositi cartelli.

Le linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla Sottostazione Elettrica di Trasformazione (SSE), dove avverrà l'innalzamento di tensione 30/150 kV e la cessione alla Rete di Trasmissione Nazionale,

La connessione tra la SSE di proprietà wpdMURO S.r.l e la SE TERNA Brindisi Sud avverrà con linea in cavo interrata AT 150kV, della lunghezza di circa 250 m circa.

Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)

La sottostazione, si prevede, sarà realizzata in prossimità della stazione elettrica denominata SE TERNA Brindisi Sud e sarà ad essa connessa in antenna tramite linea in cavo AT a 150 kV. La sottostazione sarà realizzata nell'ambito di un'area opportunamente attrezzata, recintata e con accesso da strada privata, su cui la società proponente ha servitù di passaggio. L'area di sottostazione occuperà una superficie di circa 1.050 mq, salvo diverse richieste di Terna S.p.A. e, come detto, sarà completamente recintata. L'area recintata in realtà sarà più ampia e racchiuderà un'area di circa 2.515 mq. 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. L'accesso all'area avverrà, tramite porta pedonale e cancello scorrevole carrabile, per assicurare un rapido accesso agli impianti.

Il fabbricato, adibito a locali tecnici all'interno della sottostazione elettrica, sarà composto da:

- un locale misure;
- un locale MT;
- un locale BT;
- un locale produttore aerogeneratori o locale SCADA.

Il gruppo elettrogeno, invece, sarà installato in apposito alloggio esterno, con copertura in lamiera.

La SSE sarà dotata di un apposito impianto di terra che servirà, fra l'altro, a collegare le masse di tutte le apparecchiature.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Strade e piste

La viabilità esistente nell'area di intervento, sufficientemente sviluppata, sarà integrata con la realizzazione di piste necessarie al raggiungimento dei singoli aerogeneratori, sia nella fase di cantiere sia in quella di esercizio dell'impianto.

Prima dell'inizio dell'installazione degli aerogeneratori saranno tracciate le piste necessarie al movimento dei mezzi di cantiere (betoniere, gru, pale meccaniche) oltre che dei mezzi utilizzati per il trasporto delle navicelle con gli aerogeneratori, le pale dei rotori ed i tronchi tubolari delle torri. Tali piste di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza massima pari a 6 m e raggio interno di curvatura di 45 m e dovranno permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale di circa 100 t. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione all'interno dell'area di intervento sarà di 3.410 m circa, e comunque sarà ridotto al minimo indispensabile. Per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, strade già esistenti, come si evince dagli elaborati grafici di progetto. Le strade avranno pendenze ed inclinazioni laterali trascurabili. Il manto stradale dovrà essere piano, e sarà realizzato con materiale di origine naturale inerti provenienti dagli scavi dei plinti di fondazione o da cave di prestito.

Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazzole)

Intorno a ciascuna torre sarà realizzato un piazzale per il lavoro delle gru, durante la fase di costruzione delle torri stesse. In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola con funzione di servizio. Tali piazzole saranno utilizzate nel corso dei lavori per il posizionamento delle gru necessarie all'assemblaggio ed alla posa in opera delle strutture degli aerogeneratori. L'area interessata, delle dimensioni di metri 30 di larghezza e metri 50 di lunghezza, dovrà essere tale da sopportare un carico di 200 ton, con un massimo unitario di 185 kN/m². La pendenza massima non potrà superare lo 0,25%. La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche. Anche queste piazzole saranno realizzate con materiale inerte di origine naturale proveniente dagli scavi dei plinti degli aerogeneratori o da cave di prestito.

Per la fase di esercizio dell'impianto si prevede di mantenere una porzione della piazzola, delle dimensioni di 25x30 m; sulla restante superficie si procederà alle operazioni di ripristino ambientale.

Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento

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

- automezzi speciali fino a lunghezze di 70 m, utilizzati per il trasporto dei tronchi delle torri, delle navicelle, delle pale del rotore;
- betoniere per il trasporto del cls;
- camion per il trasporto dei trasformatori elettrici e di altri componenti dell'impianto di distribuzione elettrica;
- altri mezzi di dimensioni minori, per il trasporto di attrezzature e maestranze;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- n°2 autogru: quella principale, con capacità di sollevamento di almeno 500 t e lunghezza del braccio di 140 m, e quella ausiliaria, con capacità di sollevamento di 160 t, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

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

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

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

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo. Il trasporto degli aerogeneratori nell'area di installazione avverrà con l'ausilio di mezzi eccezionali provenienti dal porto di Taranto o dal porto di Brindisi.

Esercizio e funzionamento dell'impianto

L'impianto funzionerà in determinate condizioni di vento ovvero quando la velocità del vento sarà superiore a 3 m/s. Al momento dell'entrata in funzione, gli aerogeneratori si disporranno in modo tale da avere il rotore controvento. Il comando di avviamento dell'impianto sarà gestito telematicamente e sarà dato solo dopo l'acquisizione di dati relativi alle condizioni atmosferiche, velocità e direzione del vento.

Il funzionamento dell'impianto sarà gestito da sistemi di controllo della velocità e del passo, parametri che interagiscono per ottenere il rapporto ottimale tra massima resa e minimo carico. Con bassa velocità del vento e a carico parziale, il generatore eolico opererà a passo delle pale costante e velocità del rotore variabile. A potenza nominale e ad alte velocità del vento, il sistema di controllo del rotore agirà sull'attuatore del passo delle pale per mantenere una generazione di potenza costante.

Il sistema di controllo costituirà anche il sistema di sicurezza primario. Nell'ipotesi in cui la velocità del vento superi i 25 m/s gli aerogeneratori si arresteranno automaticamente ed il rotore si disporrà nella stessa direzione del vento in modo tale da offrire la minore opposizione possibile.

Nella navicella dell'aerogeneratore, sarà installato un trasformatore, affinché l'energia a 30 kV venga convogliata, tramite una linea in cavo, alla base della torre. L'energia elettrica prodotta dagli aerogeneratori sarà convogliata con cavidotti interrati (a 30 kV) alla Sottostazione di Trasformazione per essere immessa (dopo innalzamento di tensione a 150 kV) nella rete elettrica nazionale, tramite linea AT. L'energia prodotta dalla centrale eolica verrà consegnata alla rete elettrica nazionale mediante la suddetta Sottostazione di Trasformazione MT/AT, attraverso una connessione in antenna da realizzarsi su stallo dedicato nella SE Terna di Erchie.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Utilizzazione delle risorse naturali

Il processo di produzione di energia elettrica dal vento è per definizione “pulito”, ovvero privo di emissioni nocive nell’ambiente. L’unica risorsa necessaria al funzionamento del parco eolico, oltre ovviamente al vento, è l’occupazione territoriale. In particolare, il Progetto richiederà l’occupazione territoriale, durante la fase di costruzione, per strade (bianche di nuova realizzazione), aree di movimentazione gru (in prossimità delle torri) ed area principale di cantiere di circa 5 ha. Durante la fase di esercizio l’area occupata si ridurrà a circa 4 ha.

In tutte le aree non direttamente interessate dall’installazione dell’impianto si potranno mantenere le normali attività agricole (uliveti, seminativi, aree incolte utilizzate per il pascolo).

Dismissione dell’impianto

Lo smantellamento dell’impianto avverrà dopo 20 anni di esercizio. I costi di dismissione saranno garantiti da una fidejussione bancaria a favore del Comune in conformità a quanto prescritto dalla D.G.R. 3029 del 30 dicembre 2010. La polizza fideiussoria avrà un valore non inferiore a 50 €/kW di potenza elettrica prodotta.

Lo smantellamento dell’impianto prevede:

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

5. ANALISI DEGLI IMPATTI

Individuazione degli impatti – Fase di Scoping

La fase di analisi preliminare, altrimenti chiamata Fase di Scoping, antecedente alla stima degli impatti, è la fase che permette di selezionare, tra tutte le componenti ambientali, quelle potenzialmente interferite dalla realizzazione del Progetto.

L'identificazione dei tali componenti è stata sviluppata seguendo lo schema di seguito, contestualizzando lo studio del Progetto allo specifico sito in esame:

- esame dell'intero spettro delle componenti ambientali e delle azioni di progetto in grado di generare impatto, garantendo che questi siano considerati esaustivamente;
- identificazione degli impatti potenziali significativi, che necessitano pertanto di analisi di dettaglio;
- identificazione degli impatti che possono essere considerati trascurabili e, pertanto, non ulteriormente esaminati.

Dall'analisi del Progetto sono emerse le seguenti tipologie di azioni di progetto in grado di generare impatto sulle diverse componenti ambientali, sintetizzate nella seguente Tabella, distinguendo l'ambito degli aerogeneratori da quello delle opere connesse.

Opere	Fase di costruzione	Fase di esercizio	Fase di dismissione
Aerogeneratori	<ul style="list-style-type: none"> • allestimento delle aree di lavoro • esercizio delle aree di lavoro • scavo fondazioni • edificazione fondazioni • installazione aerogeneratori • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica degli aerogeneratori • operatività degli aerogeneratori • operazioni di manutenzione 	smantellamento aerogeneratori ripristino dello stato dei luoghi assenza dell'impianto
Opere connesse	<ul style="list-style-type: none"> • creazione vie di transito e strade • scavo e posa cavidotto • realizzazione sottostazione e interconnessione alla rete elettrica • ripristini ambientali 	<ul style="list-style-type: none"> • presenza fisica del cavidotto e della sottostazione elettrica • operatività del cavidotto e della sottostazione elettrica • presenza fisica delle strade e delle vie di accesso • operatività delle strade e delle vie di accesso 	smantellamento strade, cavidotto e sottostazione ripristino dello stato dei luoghi assenza strade, cavidotto e sottostazione

In sintesi, i risultati della fase di scoping, che, si ricorda, è una fase preliminare con l'unica finalità di definire le componenti potenzialmente interferite da un progetto sono di seguito elencati.

Atmosfera. Impatto potenziale **trascurabile** sulla qualità dell'aria durante le fasi di

SIA – SINTESI NON TECNICA

costruzione e di dismissione delle opere in progetto (aerogeneratori ed opere accessorie). L'impatto come detto trascurabile sarà dovuto essenzialmente all'aumento della circolazione di automezzi e mezzi con motori diesel durante la fase di costruzione e ripristino. Inoltre abbiamo un impatto potenziale **positivo** in fase di esercizio, in quanto l'utilizzo della fonte eolica per la produzione di energia elettrica non comporta emissioni di inquinanti in atmosfera e contribuisce alla riduzione globale dei gas serra e **non trascurabile** per le variazioni locali apportate ai campi aerodinamici.

Radiazioni non ionizzanti. Impatti potenziali relativi alla generazione di campi elettromagnetici indotti dall'esercizio degli aerogeneratori (impatto potenziale **trascurabile**), dall'operatività della sottostazione elettrica (impatto potenziale **non trascurabile**) e dall'operatività dei cavidotti (impatto potenziale **non trascurabile**). L'impatto è completamente reversibile.

Acque superficiali. Impatti potenziali **trascurabili** sulla qualità delle acque superficiali sia durante le operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade, cavidotti, sottostazione elettrica), sia in fase di dismissione per il ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e per lo smantellamento di tutte le opere accessorie. Impatti potenziali **trascurabili** sulla risorsa idrica per l'utilizzo di acqua durante le operazioni di costruzione e di ripristino.

Acque sotterranee. **Nessun impatto potenziale** sulla qualità delle acque sotterranee nella fase di costruzione (operazioni di allestimento delle aree di lavoro e di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse), nella fase di esercizio e nella fase di dismissione (ripristino dei siti di installazione degli aerogeneratori e smantellamento delle opere accessorie).

Suolo e sottosuolo. Potenziali impatti non trascurabili durante la fase di costruzione ed esercizio a causa dell'allestimento dell'area di cantiere e dello scavo delle fondazioni e in relazione alla realizzazione delle strade di accesso ai siti, sia dal punto di vista della qualità del suolo/sottosuolo sia in termini di interferenza con la risorsa suolo. L'impatto è reversibile: con le operazioni di ripristino ambientale a fine cantiere si ha una notevole riduzione delle aree occupate dall'impianto. A fine vita utile dell'impianto (20 anni), sarà possibile ripristinare le aree e riportarle in breve tempo nelle condizioni originarie. E' necessario l'espianto di tre ulivi giovani (che non hanno caratteristiche di monumentalità), che a fine cantiere saranno reimpianti nelle posizioni originarie.

Rumore e Vibrazioni. Potenziali impatti **non trascurabili** per la componente rumore durante la fase di costruzione degli aerogeneratori e delle opere connesse (strade e cavidotti) e durante il funzionamento degli aerogeneratori. Saranno sviluppate le analisi relative. Trascurabili invece gli effetti attesi sulla componente vibrazioni. L'impatto è completamente **reversibile**.

Vegetazione, fauna, ecosistemi. Si prevedono impatti potenziali **non trascurabili** in

SIA – SINTESI NON TECNICA

fase di costruzione (allestimento aree di cantiere e realizzazione vie di accesso e transito) per le componenti vegetazione ed ecosistemi. Interferenze **non trascurabili** sono attese in fase di esercizio per l'avifauna a causa della presenza e del funzionamento degli aerogeneratori. **Trascurabili** gli effetti sulla fauna terrestre nelle fasi di costruzione e dismissione degli impianti e delle opere connesse. L'impatto è **reversibile**: a seguito degli interventi di recupero ambientale delle aree di cantiere a fine costruzione e a seguito dell'avvenuto smantellamento delle opere con conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Paesaggio e patrimonio storico artistico. Si prevedono impatti potenziali sulla qualità del paesaggio sia nella fase di costruzione degli aerogeneratori, della sottostazione elettrica e delle vie di accesso (impatto potenziale trascurabile) sia nella fase di esercizio, a causa della presenza fisica degli aerogeneratori stessi (impatto potenziale non trascurabile). Effetti potenziali sono attesi anche nella fase di costruzione in relazione all'interferenza delle aree di cantiere con i beni architettonici e/o archeologici presenti nel territorio. L'impatto è comunque **reversibile** in seguito allo smantellamento degli aerogeneratori, delle strade e della sottostazione elettrica con il conseguente ripristino dei luoghi a fine vita utile dell'impianto.

Sistema antropico. Potenziale impatto trascurabile sul sistema dei trasporti e sulle attività antropiche locali (attività agricola, ricezione turistica) durante la fase di costruzione degli impianti e delle opere connesse e nel corso delle attività di dismissione delle opere. Impatti potenziali trascurabili sulla salute pubblica in relazione alla generazione di campi elettromagnetici e di rumore. Impatti potenziali positivi dal punto di vista occupazionale sia per la fase di costruzione che per quella di dismissione degli impianti.

In base alle risultanze della analisi preliminare della significatività degli impatti potenziali, la definizione delle componenti e la valutazione degli impatti stessi ha seguito un approccio più qualitativo nel caso delle componenti interferite in modo trascurabile ed un'analisi maggiormente dettagliata nel caso delle componenti che subiscono impatti potenziali riconosciuti come non trascurabili.

Pertanto, per le componenti **Acque superficiali, Acque sotterranee e Sistema antropico** il presente Studio non fornisce alcuna stima quantitativa degli impatti e si limitandosi ad una descrizione qualitativa dello stato delle componenti durante la costruzione, esercizio e dismissione dell'impianto.

Per le componenti **Atmosfera, Radiazioni non ionizzanti, Suolo e sottosuolo, Rumore e vibrazioni, Vegetazione, Fauna, ecosistemi e Paesaggio e patrimonio storico-artistico**, lo Studio ha invece analizzato nel dettaglio lo stato delle componenti ambientali e ha valutato l'impatto secondo la metodologia descritta nei paragrafi seguenti.

La valutazione dell'impatto sulle singole componenti è determinata seguendo il seguente schema: che permetterà poi di redigere per ciascuno di esso la "matrice di impatto":

1. Definizione dei limiti spaziali di impatto
2. Analisi dell'impatto
3. Ordine di grandezza e complessità o semplicemente "*magnitudine*"

SIA – SINTESI NON TECNICA

4. Durata dell'impatto
5. Probabilità di impatto o sua distribuzione temporale
6. Reversibilità dell'impatto

Infine sono state analizzate le misure attuate per mitigare l'impatto.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Atmosfera

In **fase di costruzione** gli impatti potenziali previsti saranno legati alle attività di costruzione degli aerogeneratori e delle opere annesse ed in particolare alle attività che prevedono scavi e riporti per la costruzione delle trincee per la posa dei cavidotti, per la costruzione delle strade, per la costruzione delle fondazioni degli aerogeneratori e per l'allestimento delle aree di cantiere nei pressi di ciascun aerogeneratore. Le attività elencate comporteranno movimentazione di terreno e pertanto l'immissione in atmosfera di polveri e degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Inoltre, in fase di costruzione si verificherà un limitato impatto sul traffico dovuto alla circolazione dei mezzi speciali per il trasporto dei componenti degli aerogeneratori, dei mezzi per il trasporto di attrezzature e maestranze e delle betoniere.

Entrambi questi fattori di impatto saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti unicamente al livello dell'Area Ristretta.

In **fase di esercizio** gli impatti potenziali previsti saranno i seguenti:

- impatto positivo sulla qualità dell'aria a livello globale dovuto alle mancate emissioni di inquinanti in atmosfera grazie all'impiego di una fonte di energia rinnovabile per la produzione di energia elettrica;
- impatto trascurabile o nullo a livello locale sulla qualità dell'aria dovuto alla saltuaria presenza di mezzi per le attività di manutenzione dell'impianto;
- impatto a livello locale sui campi aerodinamici dovuto al movimento rotatorio delle pale.

Impatto positivo sulla qualità dell'aria

La produzione di energia elettrica da combustibili fossili comporta l'emissione di sostanze inquinanti e gas con effetto serra. Tra questi il più rilevante è l'anidride carbonica. Il livello delle emissioni dipende dal combustibile e dalla tecnologia di combustione e controllo dei fumi. Di seguito sono riportati i fattori di emissione per i principali inquinanti emessi in atmosfera per la generazione di energia elettrica da combustibile fossile

- CO₂ (anidride carbonica): 554,60 g/kWh;
- SO₂ (anidride solforosa): 1,4 g/kWh;
- NO₂ (ossidi di azoto): 1,9 g/kWh.

Si stima che il Progetto, con una produzione attesa di circa 345,947 milioni di kWh annui, possa **evitare l'emissione di circa 192 milioni di kg di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di **484 t di SO₂** e **657 t di NO₂** ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

Impatto a livello locale sui campi aerodinamici

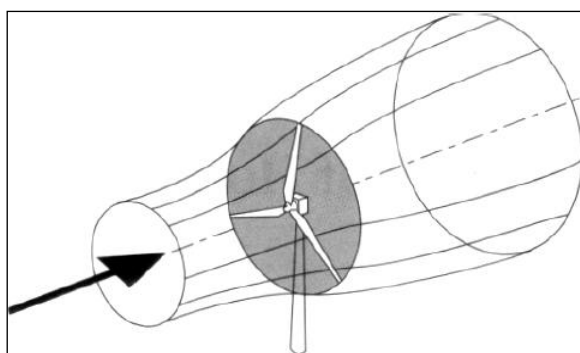
Una turbina eolica è un dispositivo per estrarre energia cinetica dal vento che cedendo una

SIA – SINTESI NON TECNICA

parte della propria energia cinetica perde velocità.

Questa perdita di energia e quindi di velocità interessa solo la massa d'aria che attraversa il disco del rotore.

Assumendo che la massa d'aria che riduce la propria velocità rimanga completamente separata da quella che non passa attraverso il disco del rotore, si può immaginare di disegnare una superficie, prima e dopo il rotore, che assume la forma di un tubo di flusso (Vedi figura) all'interno del quale in qualsiasi sezione la massa d'aria è la stessa.



Tubo di flusso prodotto da un rotore

Di conseguenza quando l'aria all'interno del tubo di flusso subisce una variazione di velocità, poiché non viene compressa, si ha una espansione del tubo di flusso (nella direzione perpendicolare al moto) per compensare il movimento più lento della massa d'aria.

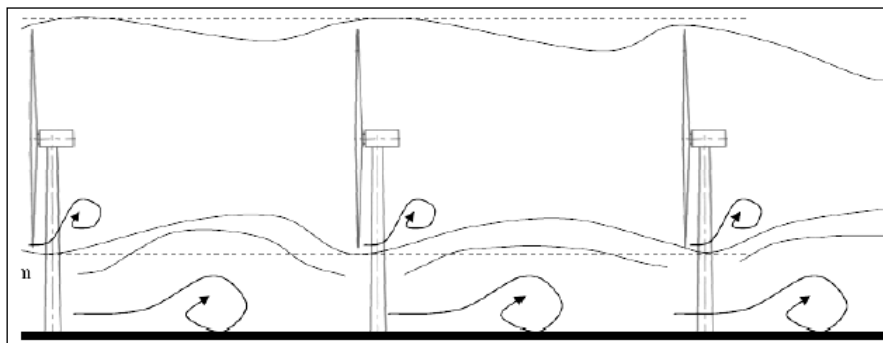
A valle del rotore la massa d'aria all'interno del tubo di flusso continua il suo moto con velocità ridotta. Questa regione del tubo di flusso è detta scia: la sezione del tubo di flusso nella scia è maggiore della sezione del tubo di flusso a monte del rotore.

La diminuzione di velocità della massa d'aria all'interno del tubo di flusso, nel passaggio attraverso il rotore genera anche una diminuzione della sua pressione statica. Ad una certa distanza dal rotore gli effetti di questo si annullano e la pressione statica si riporta al livello della pressione atmosferica.

Tali variazioni della pressione statica potrebbero avere degli effetti indiretti sull'avifauna e sulla navigazione aerea: gli uccelli, così come gli aeromobili, potrebbero subire delle deviazioni non controllate della propria direzione di volo.

In termini pratici la regione interessata dalla turbolenza è quella sotto indicata, parte da un'altezza sul suolo di $(165 - 221/2) = 54,5$ m ed arriva ad un'altezza di $(165 + 221/2) = 275,5$ m dal suolo.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Turbolenza prodotta dagli aerogeneratori e normale turbolenza prodotta sul terreno

Quindi è possibile affermare che nella parte bassa la turbolenza prodotta dall'aerogeneratore è concentrata alla periferia del rotore sino ad una distanza di circa 82 m dall'estremità dalle pale.

Nel caso oggetto di studio poiché il territorio si presenta pianeggiante, tale turbolenza non manifesta i suoi effetti sul suolo, dove permane esclusivamente la normale turbolenza generata dalle masse d'aria mosse dal vento che incontrano il terreno con le sue asperità.

Per quanto riguarda la distanza alla quale la perturbazione prodotta dal rotore l'effetto scia si manifesta ad una distanza di 5 volte il diametro del rotore (850 m circa).

Pertanto la regione di spazio in cui il flusso dell'aria sarà perturbato dalla presenza degli aerogeneratori, parte da un'altezza di circa 55 m sul livello del suolo, si estende sino ad un'altezza di 280 m sempre sul livello del suolo, interessando un'area sino ad una distanza di 850 m dagli aerogeneratori.

Riguardo gli impatti sull'avifauna è possibile affermare quanto segue:

- gli spostamenti degli uccelli migratori avvengono ad altezze maggiori di quelle interessate dagli effetti della turbolenza come vedremo nello studio su fauna ed avifauna (a cui si rimanda) è potenzialmente possibile che ci siano disturbi su alcune specie avifaunistiche;
- considerata la bassa velocità di rotazione delle pale (da 5,6 a 15,3 giri al minuto), gli effetti della perturbazione del campo aerodinamico prodotta sono trascurabili già a poche decine di metri dall'aerogeneratore.

Per quanto concerne i disturbi alla navigazione aerea prodotti dalla perturbazione del campo aerodinamico degli aerogeneratori, questi possono essere trascurabili dal momento che:

- la perturbazione del campo aerodinamico interessa una regione dello spazio di altezza massima di circa 280 m, quota di solito non interessata dalle rotte aeree;
- l'aeroporto di Brindisi dista circa 17 km dall'area di impianto e comunque l'impianto eolico in progetto interessa un'area posta al di fuori dell'area di vincolo aereo determinata dalla presenza dall'aeroporto stesso;
- saranno richieste alle autorità civili (ENAC, ENAV) e militari (Aeronautica Militare) di controllo del volo aereo autorizzazioni specifiche;
- tutte le torri con gli aerogeneratori saranno segnalate con segnali luminosi installati nel punto più alto.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Per quanto riguarda l'eventuale impatto della perturbazione del campo aerodinamico sugli abitanti delle aree interessate è possibile escludere che questo si verifichi dal momento che gli edifici presenti nei dintorni del sito di progetto hanno un'altezza massima non superiore a 10 m, e comunque l'edificio ad uso abitativo più vicino è posto ad una distanza di circa 600 m mentre esistono altri fabbricati rurali, disabitati ed in stato di degrado, posti ad una distanza minima di 470 m.

In ogni caso l'impatto per l'avifauna, la navigazione aerea e gli abitanti può essere considerato nullo all'esterno del volume di un cilindro il cui centro è costituito dal centro rotore dell'aerogeneratore e così definito: base posta a quota 55 m sul livello del suolo, diametro di base 221 m, per cui il volume occupato raggiunge la quota di 280 m sul livello del suolo, per una lunghezza dietro il rotore in movimento di 850 m.

L'impatto potenziale è pertanto limitato nello spazio ed è inoltre limitato al tempo di funzionamento degli aerogeneratori stimato in circa 3.844 ore all'anno e alla durata della fase di esercizio dell'impianto nel suo complesso pari a 20 anni e quindi si tratta di un impatto reversibile.

Inoltre, l'impatto potenziale sarà contrastato da opportune misure di mitigazione quali:

- idoneo distanziamento fra le torri eoliche;
- segnalazione luminosa degli aerogeneratori;
- comunicazione alle autorità militari e civili demandate al controllo della navigazione aerea.

In **fase di dismissione** gli impatti saranno connessi alle attività di demolizione parziale dei plinti delle fondazioni degli aerogeneratori, di rimozione degli aerogeneratori, di smantellamento delle sottostazioni elettriche e dei cavidotti e ripristino dei luoghi. In particolare, essi saranno legati alle attività che prevedono movimentazione di terreno e che pertanto comportano l'immissione di polveri in atmosfera oltre all'immissione degli inquinanti contenuti nei gas di scarico dei mezzi d'opera.

Tali impatti potenziali previsti saranno di intensità trascurabile, saranno reversibili a breve termine ed avranno effetti a livello locale.

Inoltre in fase di dismissione si verificherà un impatto potenziale trascurabile, locale e reversibile dovuto alla circolazione dei mezzi per il trasporto dei materiali generati dallo smantellamento dell'impianto e delle opere connesse: componenti degli aerogeneratori, inerti provenienti dalla parziale demolizione dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, cavi, materiale proveniente dallo smantellamento delle sottostazioni elettriche.

In fase di dismissione dell'impianto si verificherà inoltre un impatto positivo sulle caratteristiche dei campi aerodinamici in quanto non sussisterà più l'impatto dovuto al movimento delle pale degli aerogeneratori sopra descritto.

SIA – SINTESI NON TECNICA

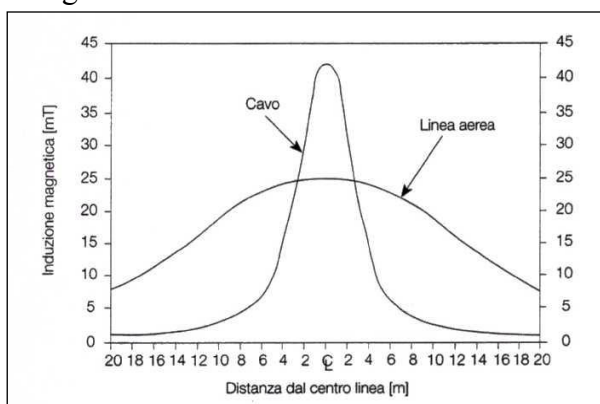
Radiazioni non ionizzanti

La **fase di costruzione** e la **fase di dismissione** dell'impianto non daranno origine ad alcun impatto sulla componente. Analizziamo pertanto la **fase di esercizio**.

L'impatto elettromagnetico indotto dall'impianto eolico oggetto di studio può essere determinato da:

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

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.



Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato

Il DPCM 8 luglio 2003, decreto attuativo della Legge 36/2001, pone pari a $10 \mu\text{T}$, un limite di esposizione a campi elettromagnetici indotti a basse frequenze per tempi superiori a 4 ore. Inoltre pone quale limite di qualità del campo di induzione magnetica (B) un valore pari a $3 \mu\text{T}$. Ciò in pratica significa che se in una area il campo di induzione magnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, gli effetti indotti sulla salute umana sono praticamente nulli.

Per quanto concerne i cavi MT (cavidotti interrati per il collegamento elettrico tra aerogeneratori e tra aerogeneratori e sottostazione elettrica) ad una distanza di 2,8 m dal cavo il valore dell'induzione magnetica raggiunge il valore di qualità ($B=3 \mu\text{T}$). Ora in considerazione che i cavi sono interrati ad una profondità di 1,2 m, gli effetti del campo magnetico diventano irrilevanti superata una fascia di circa 2,8 m dall'asse di posa dei cavi stessi. Le aree in cui avviene la posa dei cavi sono agricole, e la posa dei cavi avviene di solito al di sotto di strade esistenti (interpoderali, comunali e l'attraversamento di una strada provinciale), aree dove ovviamente non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore e/o la costruzione di edifici. Possiamo pertanto concludere che l'impatto elettromagnetico indotto dai cavi MT è praticamente nullo.

Ulteriori sorgenti di campi elettromagnetici sono costituite dalla sottostazione elettrica la quale sorgerà in prossimità della SE TERNA di Erchie già in esercizio e la linea sempre in cavo interrato AT, di lunghezza pari a circa 250 m, per il collegamento elettrico tra SSE e la SE TERNA.

SIA – SINTESI NON TECNICA

All'interno della SSE elettrica il campo elettromagnetico di maggiore rilevanza è quello prodotto dalle tre sbarre AT, che sono parallele tra loro ed installate ad una distanza di 2,2 m l'una dall'altra, ad un'altezza di 4,5 m circa dal piano campagna.

Applicando le formule indicate nella norma CEI 106-11, avremo che la distanza di prima approssimazione (DPA) ovvero la distanza a cui il campo di induzione magnetica raggiunge il valore di qualità di $3 \mu\text{T}$, è pari a 6,2 m circa. Ora dal momento che la distanza minima, misurata in pianta, delle sbarre AT dal perimetro della SSE è di 9 m, è evidente che gli effetti negativi sulla salute umana indotti dal campo elettromagnetico restano confinati all'interno dell'area della sottostazione elettrica. D'altra parte la SSE è ovviamente un'area non presidiata, accessibile solo a personale addestrato, per periodi di tempo limitati e non continuativi.

Per quanto concerne la linea AT in cavo interrato di collegamento SSE – SE TERNA Brindisi Sud (lunghezza 250 m), la corrente massima che attraversa questa linea è, pari a 147,72 A, valore di corrente corrispondente del funzionamento a pieno regime di tutto il Parco Eolico..

Con riferimento alla “Linea guida ENEL per l'applicazione del § 5.1.3 dell'allegato al DM 29.05.08” nella scheda A14 (semplice terna di cavi AT disposti in piano – serie 132/150 kV) nel caso specifico per sezione totale dei cavi di 1.600 mmq, si riporta una DPA (ovvero una distanza dalla linea oltre la quale l'induzione magnetica è $<3 \mu\text{T}$) pari a 5,10 metri. Si fa presente, però, che tale valore è calcolato considerando una corrente che attraversa i cavi pari a 1.110 A, nel caso del presente impianto eolico, come già calcolato sopra, la corrente che attraverserà il cavo AT (pari a quella che attraversa le sbarre AT) avrà un valore di 147,72 A, pertanto la DPA sarà sicuramente inferiore a quella calcolata nella scheda presa come riferimento.

Ricordiamo che la DPA. è quella distanza oltre la quale l'induzione elettromagnetica è inferiore a $3 \mu\text{T}$, ossia al cosiddetto limite di qualità. Pertanto, nel nostro caso, in considerazione anche del fatto che il cavo è interrato ad una profondità di 1,8 m l'impatto elettromagnetico è limitato ad una fascia di ampiezza al di sopra del cavo AT interrato, sicuramente non superiore a 5 m. Nell'intorno del cavo l'area come sappiamo è agricola area agricola ove naturalmente non è prevista la realizzazione di edifici in cui ci sia una permanenza di continuativa di persone.

In fase di esercizio, pertanto, il funzionamento dei cavidotti elettrica produrrà campi elettromagnetici di entità modesta ed inferiore ai livelli di qualità previsti dal DPCM 8 luglio 2003. Inoltre i cavidotti saranno installati in gran parte al di sotto di strade secondarie in aree agricole dove non è prevista la presenza di abitazioni, e dove non è prevista la permanenza continuativa di persone.

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sarà trascurabile nelle fasi di costruzione e dismissione e molto basso nella fase di esercizio.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Acque superficiali e sotterranee

Considerata la non significatività degli impatti dovuti al progetto su queste componenti, le acque superficiali e sotterranee, vengono trattate congiuntamente.

La fase di scoping ha infatti identificato unicamente degli impatti trascurabili sulla qualità delle acque superficiali e sotterranee dovute all'allestimento e alla dismissione del cantiere, legati pertanto alle fasi di costruzione e dismissione.

Per la fase di esercizio è prevista la realizzazione di un sistema di raccolta, trattamento e smaltimento delle acque di prima pioggia e meteoriche in SSE. Il trattamento consiste in dissabbiatura e disoleazione e sarà effettuato tramite opportune vasche e filtri. Lo smaltimento avverrà invece, negli strati superficiali del terreno nei pressi della SSE stessa, per dispersione realizzata con la tecnica della sub irrigazione.

Inoltre abbiamo verificato che la falda profonda è ubicata a circa 3,5 m s.l.m. ed ad una profondità di non meno di 50 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni profonde (pali) degli aerogeneratori realizzate in cemento armato hanno una profondità non superiore a 33 m, quindi nessuna interazione è possibile con la falda profonda.

L'area di installazione degli aerogeneratori, dei cavidotti e della SSE evidenzia uno scarso reticolo idrografico superficiale, per lo più costituito da brevi corsi d'acqua che terminano in zone depresse (bacini endoreici) all'interno di inghiottitoi e/o vore. Pertanto tutta l'area è caratterizzata dalla presenza di tali bacini endoreici con locali avvallamenti di estensione più o meno ampia, luogo di accumulo delle acque piovane in caso di precipitazioni atmosferiche di rilevante entità. Ad ogni modo non vi è alcuna interferenza dei componenti di impianto (aerogeneratori, piazzole, strade) con tali bacini endoreici, né con aree di pericolosità idraulica soggette ad allagamenti. Soltanto alcuni cavidotti interrati MT attraversano le fasce di rispetto dei canali.

Nel paragrafo dedicato all'interferenze con le Componenti Idro – geomorfologiche del PPTR si nota che:

- soltanto l'aerogeneratore MSG11 ricade all'interno della fascia di rispetto di un canale;
- le strade di cantiere relative agli aerogeneratori MSG11, MSG12, MSG13, MSG05, MSG06, MSG07, MSG08 ed MSG03 attraversano le fasce di rispetto di alcuni canali.

Infine non dimentichiamo che l'impianto eolico non produce alcun tipo di residuo liquido o solido e pertanto non c'è rischio di sversamenti nella falda profonda.

Rimarchiamo a tal proposito che i trasformatori ubicati nelle navicelle degli aerogeneratori sono a secco. Il sistema oleodinamico che gestisce il movimento di alcuni componenti (navicella, pale) è a circuito chiuso e comunque interessa quantità di olio molto limitate.

Il trasformatore MT/AT installato in SSE è posizionato al di sopra di una vasca il cui volume è atto a contenere tutto l'olio del trasformatore in caso di rotture e sversamenti accidentali.

Le attività di manutenzione ordinaria di sostituzione degli oli esausti avverrà secondo

SIA – SINTESI NON TECNICA

precise regole che prevedono il corretto smaltimento degli stessi.

Nel complesso, si può considerare nullo o non significativo l’impatto dovuto alla realizzazione del Progetto sulle componenti in esame.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Suolo e sottosuolo

I fattori di impatto in grado di interferire con la componente suolo e sottosuolo, come anticipato nella fase di scoping, sono rappresentati da:

- occupazione di suolo;
- rimozione di suolo.

L'analisi degli impatti dei suddetti fattori ha riguardato i seguenti aspetti:

- le potenziali variazioni delle caratteristiche e dei livelli di qualità del suolo (in termini di alterazione di tessitura e permeabilità e dell'attuale capacità d'uso);
- le potenziali variazioni quantitative del suolo (in termini di sottrazione di risorsa).

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.

In particolare, gli impatti potenziali connessi all'alterazione del naturale assetto del profilo pedologico del suolo sono dovuti alla predisposizione delle aree di lavoro ed agli scavi delle fondazioni.

L'estensione delle superfici occupate in fase di cantiere per la realizzazione delle piazzole per la gru di montaggio di ciascun aerogeneratore ammonta a circa $38 \times 41 = 1.588 \text{ m}^2$ per un totale di circa 23.370 mq per i quindici aerogeneratori.

La superficie complessivamente occupata da quindici piazzole lavoro è $280 \times 15 = 4.200 \text{ mq}$.

La superficie complessivamente occupata da quindici piazzole di stoccaggio è di $2.400 \times 15 = 36.000 \text{ mq}$

La superficie occupata da ciascun plinto di fondazione degli aerogeneratori è di circa 491 mq, per un totale di 7.400 mq per quindici aerogeneratori.

Il volume di terreno estratto per la realizzazione del plinto di un singolo aerogeneratore è pari a circa 2.210 m^3 . In totale (15 aerogeneratori) si prevede un volume complessivo di scavo pari a 33.150 m^3 circa. Di questi circa il 20% sarà utilizzato per il rinterro dello stesso plinto una volta che questo viene realizzato. Il restante materiale sarà utilizzato per la costruzione di strade di cantiere e delle piazzole e coprirà circa il 50% del fabbisogno. Il restante fabbisogno per la realizzazione delle strade proverrà da cave di prestito.

L'occupazione delle strade di cantiere sarà complessivamente pari a circa 7,37 ha.

La SSE elettrica occuperà un'area di circa 3.500 mq.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

Piazzole aerogeneratore su cui sarà posizionata la gru di montaggio	23.370 mq
Piazzole lavoro	4.200 mq
Piazzole stoccaggio	36.000 mq
Plinti aerogeneratori	7.400 mq
Strade cantiere	73.720 mq
SSE	3.500 mq
Area cantiere	5.000 mq
TOTALE	153.190 mq

E' previsto l'espianto / reimpianto di 48 alberi di ulivo che saranno espantati per consentire la realizzazione della strada necessaria per il passaggio dei mezzi speciali utilizzati per il trasporto dei componenti dell'impianto eolico (tronchi di torre tubolare, pale, navicella, hub). Alberi che, terminati i trasporti saranno reimpiantati, nelle posizioni originarie seguendo opportune regole agro – tecniche. 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.

Terminati i lavori:

- sarà effettuato il rinterro dei plinti di fondazione utilizzando in gran parte terreno vegetale proveniente dallo stesso scavo;

- sarà effettuata l'eliminazione delle piazzole di lavoro, delle piazzole di stoccaggio, delle piazzole utilizzate per il montaggio del braccio gru, rimuovendo il materiale inerte utilizzato e ripristinando le condizioni ex ante, ripristinando il terreno vegetale proveniente dallo scotico;

- le superficie delle strade di cantiere sarà notevolmente ridotta e portata a 17.050 mq circa (strade di esercizio). Anche in questo caso sarà rimosso il materiale inerte utilizzato per la realizzazione delle strade e ripristinato il terreno vegetale proveniente dallo scotico;

- sarà completamente smantellata l'area di cantiere, rimosso il materiale di origine comunque naturale che la ricopre ed effettuato il ripristino del terreno vegetale.

Gran parte dell'impatto sarà pertanto locale ed avrà una durata breve (pari all'esecuzione dei lavori, 8 mesi- 1 anno).

Gli impatti 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, tipicamente nel volgere di una stagione il terreno riprenderà le sue caratteristiche originarie.

Impatti positivi si avranno a seguito degli interventi di ripristino delle aree di cantiere con la risistemazione del soprassuolo vegetale precedentemente accantonato.

In fase di esercizio perdureranno alcuni effetti, in particolare, in termini di sottrazione di

SIA – SINTESI NON TECNICA

risorsa limitatamente alle strade di accesso, alla sottostazione elettrica e alle aree occupate dai plinti degli aerogeneratori e dalle piazzole degli aerogeneratori.

L'occupazione territoriale complessiva in **fase di esercizio** sarà:

Piazzole aerogeneratore	13.500 mq
Plinti aerogeneratori	7.400 mq
Strade di esercizio	17.050 mq
SSE	3.500 mq
TOTALE	41.450 mq

L'occupazione territoriale in fase di esercizio sarà pari complessivamente a circa 4,2 ha, ovvero 2.800 mq per ciascun aerogeneratore.

L'impatto in termini di utilizzazione del suolo è comunque basso, se rapportato alla quantità di energia prodotta. Si tenga inoltre presente che la centrale eolica è previsto produca circa 346 milioni di kWh/anno, sufficienti a coprire il fabbisogno annuale di oltre 128.120 famiglie tipo composte da 4 persone.

In **fase di dismissione** gli effetti saranno il ripristino della capacità di uso del suolo e la restituzione delle superfici occupate al loro uso originario. Il tempo di recupero del terreno delle sue originarie capacità agricole riteniamo possa avvenire nel volgere di 1-2 stagioni atteso un adeguato apporto di terreno vegetale sulle aree.

In base alle suddette considerazioni, tenuto conto delle caratteristiche attuali della componente in esame, si ritiene che l'impatto complessivo del Progetto sul suolo e sottosuolo sarà medio-basso durante la fase di costruzione, trascurabile durante le fasi di esercizio e positivo durante la fase di dismissione.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Rumore

Lo studio di valutazione previsionale d'impatto acustico prodotta dall'impianto eolico proposto è stato sviluppato in due distinte fasi:

- nella prima fase, è stato valutato il clima sonoro ante-operam, in una posizione all'interno dell'area interessata dal progetto;
- nella seconda fase, è stato sviluppato sia un modello di simulazione al computer, che ha consentito di stimare i livelli sonori generati dal parco eolico presso i ricettori prossimi alle torri, sia una ulteriore modellizzazione per la fase transitoria di cantiere.

I risultati ottenuti hanno consentito di eseguire le verifiche previste dalla normativa.

Il calcolo effettuato ha consentito di determinare i livelli di emissione (livello sonoro generato dal solo parco eolico, escludendo quindi le sorgenti sonore già presenti sul territorio) e i livelli d'immissione in facciata ai ricettori maggiormente esposti. Tali valori possono essere confrontati con i limiti acustici prescritti per la Classi III in cui si ipotizza ricadano i ricettori considerati per i comuni di Mesagne, San Pancrazio Salentino e San Donaci; relativamente al comune di Brindisi i ricettori prossimi all'impianto ricadono nella medesima Classe III. Nelle seguenti tabelle 8 e 9 sono riportati i confronti di legge.

Valutazione del clima sonoro ante – operam. Nella prima fase è stato valutato il clima sonoro ante-operam, utilizzando un monitoraggio acustico effettuato dallo scrivente tra il 12 ed il 13 dicembre 2012 nel territorio comunale di San Pancrazio in un'area simile a quella in progetto e cioè prevalentemente agricola, e con rara presenza di corpi di fabbrica a destinazione agricola;

I risultati sono stati i seguenti

Il livello continuo equivalente di pressione sonora, ponderato secondo la curva A, misurato ed arrotondato di 0,5 dB come prescritto dalla normativa di riferimento:

Periodo notturno	Tempo di misura 480 min	$L_{Aeq} = 31,5$ dBA
Periodo diurno	Tempo di misura 960 min	$L_{Aeq} = 41$ dBA

Modello di calcolo previsionale. La propagazione del suono in un ambiente esterno è la somma dell'interazione di più fenomeni: la divergenza geometrica, l'assorbimento del suono nell'aria, rilevante solo nel caso di ricevitori posti ad una certa distanza dalla sorgente, l'effetto delle riflessioni multiple dell'onda incidente sul selciato e sulle facciate degli edifici e/o su altri ostacoli naturali e/o artificiali, la diffrazione e la diffusione sui bordi liberi degli oggetti nominati. I fenomeni sommariamente descritti, inoltre, hanno effetti che variano con la frequenza del suono incidente: occorre, dunque, un'analisi almeno per bande d'ottava.

Le stesse sorgenti, inoltre, sono in genere direttive: la funzione di direttività, a sua volta, varia con la frequenza.

Per tenere nella debita considerazione tutti i fenomeni descritti è stato utilizzato, nel presente studio, un accreditato programma di simulazione acustica. Il programma utilizzato

SIA – SINTESI NON TECNICA

permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro, utilizzando gli standard di calcolo indicati fra l'altro dalle Direttive CEE di riferimento.

Il programma utilizzato permette di riprodurre, in un unico modello, tutti i tipi di sorgenti che determinano il campo sonoro. In questo modo permette di realizzare varianti diverse per la taratura, lo stato di fatto, lo stato di progetto e le configurazioni intermedie, in cui è possibile ottenere il contributo ai ricettori, in termini di livello sonoro, delle singole sorgenti o di gruppi di esse.

Per eseguire il calcolo del livello sonoro, il programma di simulazione richiede in input alcuni parametri ambientali tra i quali la temperatura, il grado di umidità relativa ed il coefficiente di assorbimento acustico dell'aria, ecc.; si deve inserire anche un fattore di assorbimento rappresentativo dei diversi tipi di terreno. In funzione di tali parametri, è possibile ottenere un coefficiente di riduzione che permette di valutare l'attenuazione che l'onda sonora subisce durante la propagazione per l'influenza delle condizioni meteorologiche e di tutti gli elementi esplicitati nella (3) come, per esempio, l'effetto suolo e quello dell'aria. Il suono che giunge al ricettore, quindi, è dato dalla somma dell'onda diretta e di tutti i raggi secondari, riflessi dagli edifici e da ostacoli naturali e/o artificiali, debitamente attenuati. Nel presente studio sono state considerate le riflessioni fino al 2° ordine.

Nella seguente tabella 11 è riportato il calcolo, per il periodo notturno, del livello di rumore ambientale in facciata ai ricettori considerati; i calcoli sono stati effettuati attraverso la somma energetica tra i livelli generati dagli impianti, determinati con il modello di simulazione, e i livelli di rumore residuo, determinati attraverso l'analisi effettuata sul monitoraggio acustico.

Edificio	Altezza calcolo	Livello sonoro generato dagli aerogeneratori	Livello di rumore residuo		Livello di rumore ambientale in facciata	
		dB(A)	dB(A)		dB(A)	
			diurno	notturno	diurno	notturno
A	1,5 m	34,5	27,8	21,9	35,3	34,7
	4,0 m	37,1	27,8	21,9	37,6	37,2
B	1,5 m	35,6	27,8	21,9	36,3	35,8
	4,0 m	39,6	27,8	21,9	39,9	39,7
C	1,5 m	39,1	27,8	21,9	39,4	39,2
	4,0 m	41,6	27,8	21,9	41,8	41,6
D	1,5 m	40,6	27,8	21,9	40,8	40,7
	4,0 m	43,1	27,8	21,9	43,2	43,1
E	1,5 m	37,7	27,8	21,9	38,1	37,8
	4,0 m	40,2	27,8	21,9	40,4	40,3
F	1,5 m	38,3	27,8	21,9	38,7	38,4
	4,0 m	40,7	27,8	21,9	40,9	40,8
G	1,5 m	40,6	27,8	21,9	40,8	40,7

SIA – SINTESI NON TECNICA

	4,0 m	43,1	27,8	21,9	43,2	43,1
H	1,5 m	40,2	27,8	21,9	40,4	40,3
	4,0 m	42,8	27,8	21,9	42,9	42,8

Tab. 11: periodo di riferimento diurno e notturno, livelli in facciata ai ricettori considerati.

Il potere fonoisolante delle facciate dei ricettori considerati è stimabile in base alla formula di cui al Manuale di Acustica di Renato Spagnolo edito dalla UTET (paragrafo 6.9.3 pag. 607). Nell'ipotesi cautelativa di potere fonoisolante degli infissi pari rispettivamente a 0 dB per le finestre aperte e 25 dB per quelle chiuse (valore che indica scarse prestazioni), e di potere fonoisolante delle murature pari a 40 dB (parete in tufo dello spessore di 20 cm) ed ipotizzando cautelativamente che per la facciata esposta al rumore la superficie finestrata sia pari al 15% della superficie totale, è possibile stimare che:

- la facciata, a finestre chiuse, determina un abbattimento del rumore di 32,5 dB;
- la facciata, a finestre aperte, determina un abbattimento del rumore di 8,2 dB.

Dalla stima dei livelli di rumore ambientale in facciata ai ricettori potenzialmente disturbati e dalla considerazione cautelativa che, in generale una facciata, anche di scarse prestazioni acustiche, determina un abbattimento del rumore di circa 32,5 dB, a finestre chiuse, e circa 8,2 dB, a finestre aperte, è possibile stimare quanto possa accadere all'interno degli ambienti abitativi. I risultati di tali calcoli e i confronti con i limiti di legge, per il periodo di riferimento diurno e notturno, nelle configurazioni di finestre aperte e chiuse, sono riportati nelle tabelle 12 e 13.

Edificio	Altezza calcolo	Stima livello di rumore ambientale interno ricettori			Applicabilità criterio differenziale
		Finestre aperte		Finestre chiuse	Art. 4 DPCM 14/11/97
		dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	27,1	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	29,4	< 50,0	< 35,0	no
B	1,5 m	28,1	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	31,7	< 50,0	< 35,0	no
C	1,5 m	31,2	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	33,6	< 50,0	< 35,0	no
D	1,5 m	32,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	35,0	< 50,0	< 35,0	no
E	1,5 m	29,9	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	32,2	< 50,0	< 35,0	no
F	1,5 m	30,5	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	32,7	< 50,0	< 35,0	no
G	1,5 m	32,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	35,0	< 50,0	< 35,0	no

SIA – SINTESI NON TECNICA

H	1,5 m	32,2	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	34,7	< 50,0	< 35,0	no

Tab. 12: periodo di riferimento diurno, verifica differenziale finestre aperte e chiuse.

Edificio	Altezza calcolo	Stima livello di rumore ambientale interno ricettori			Applicabilità criterio differenziale
		Finestre aperte		Finestre chiuse	Art. 4 DPCM 14/11/97
		dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	26,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	29,0	< 40,0	< 25,0	no
B	1,5 m	27,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	31,5	< 40,0	< 25,0	no
C	1,5 m	31,0	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	33,4	< 40,0	< 25,0	no
D	1,5 m	32,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	34,9	< 40,0	< 25,0	no
E	1,5 m	29,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	32,1	< 40,0	< 25,0	no
F	1,5 m	30,2	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	32,6	< 40,0	< 25,0	no
G	1,5 m	32,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	34,9	< 40,0	< 25,0	no
H	1,5 m	32,1	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	34,6	< 40,0	< 25,0	no

Tab. 13: periodo di riferimento notturno, verifica differenziale finestre aperte e chiuse.

Conclusioni. Secondo quanto emerso dai rilievi e dalle simulazioni eseguite si può concludere che:

- 1) il monitoraggio acustico eseguito fotografa in modo appropriato il clima sonoro della generalità dei ricettori presenti nel territorio agricolo interessato dal progetto del parco eolico.
- 2) L'impatto acustico generato dagli aerogeneratori, sarà tale da rispettare i limiti imposti dalla normativa, per il periodo diurno e notturno, sia per i livelli di emissione sia per quelli di immissione;
- 3) 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97);

- 4) relativamente alle fasi di cantiere, in accordo al comma 4, dell'art. 17, della L.R. 3/02 è necessario, prima dell'inizio della realizzazione della costruzione dell'impianto, richiedere autorizzazione in deroga, ai comuni interessati, per il superamento del limite dei 70 dB(A) in facciata ad eventuali edifici –
- 5) il traffico indotto dalla fase di cantiere, e ancor meno da quella di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

Flora e vegetazione

La posizione degli aerogeneratori è tale da rimanere al di fuori da aree protette, in particolare la relazione spaziale con le aree protette più vicine è la seguente:

- 1) Il SIC Bosco di Curtipetrizzi a 3,35 km ad est dell'Area di Studio
- 2) Il SIC Bosco di Santa Teresa e dei Lucci a 7,10 km a nord-est dell'Area di Studio
- 3) La Riserva Naturale Regionale Orientata Bosco di Santa Teresa e dei Lucci a 7,0 km a nord dell'Area di Studio

Le distanze sopra indicate sono distanze minime dall'aerogeneratore più vicino, si tratta in ogni caso di distanze significative. Inoltre nessuna area naturale o semi naturale è interessata direttamente dell'installazione delle torri eoliche e delle opere connesse.

L'impianto eolico non interferisce con alcun biotipo di interesse naturalistico.

Per quanto concerne gli aspetti dell'ecologia vegetale, l'interferenza del progetto con il sistema delle aree protette più prossime sopra indicate, attesa:

- 1) la lontananza di queste dall'area di progetto;
 - 2) la bassa occupazione territoriale degli aerogeneratori;
 - 3) le soluzioni progettuali fornite per la conservazione degli elementi di naturalità esistente,
- sia trascurabile.

Si osserva inoltre che, date le caratteristiche del progetto, esso non pregiudica possibili futuri interventi di riqualificazione della rete ecologica locale.

Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionale nell'Area ristretta

L'analisi delle Interferenze del progetto con le componenti botanico vegetazionale nell'Area Ristretta è stata fatta sulla base dello scenario progettuale preso in esame al momento della redazione del presente studio. La localizzazione delle interferenze si basa:

- 1) sui popolamenti di specie rare o a rischio di estinzione

SIA – SINTESI NON TECNICA

2) sui tipi di vegetazione Macchia mediterranea arbustiva e Prateria steppica che vengono intersecati dal tracciato delle piste o sono ad esso adiacenti, oppure che rientrano nell'area di occupazione degli aerogeneratori

Sul piano strettamente botanico, i tipi di vegetazione più frequentemente interessati dal tracciato e cavidotto e degli aerogeneratori sono:

1) Comunità annuali, xerofitiche e pioniere degli incolti,

2) Vegetazione di erbe infestanti, nitrofile e semi-nitrofile, ruderali

3) Vegetazione nitrofila e sinantropica su muri e substrati artificiali. Questi tipi non hanno un particolare interesse conservazionistico e per essi, quindi, non viene specificata alcuna soluzione progettuale. In particolare, le Comunità annuali, xerofitiche e pioniere degli incolti hanno un'origine recente e rientrano nella dinamica dell'avvicendamento culturale dei terreni.

Le interferenze del progetto con la componente botanico-vegetazionale sono di seguito descritte. L'analisi è fatta sulla base dei risultati dei rilievi effettuati in campo e del tipo di vegetazione ivi riscontrato.

Interferenza con Macchia Arbustiva. Gli assi stradali necessari alla costruzione degli aerogeneratori e all'esercizio dell'impianto lambiscono, per diversi tratti di varia lunghezza, aree o muretti a secco colonizzati da Macchia arbustiva o Prateria steppica.

Specie vegetali rare o a rischio di estinzione. Nessun dei popolamenti vegetali in oggetto saranno interessati dalle azioni di progetto

Specie vegetali alloctone. Con riferimento alle specie alloctone, si osserva che gli scavi in fase di cantiere e le infrastrutture risultanti dal progetto possono concorrere ad aumentare il grado di "ruderalizzazione" della zona, favorendo l'espansione locale delle specie alloctone.

Soluzioni progettuali e misure di mitigazione.

Macchia mediterranea arbustiva lungo i muretti a secco. Si avrà cura durante la fase di cantiere di non danneggiare questi tipi di vegetazione. Nei punti in cui si renderà necessario l'allargamento stradale per il transito di automezzi o ad altre operazioni di cantiere, si procederà con lo sfoltimento della vegetazione arbustiva, impiegando esclusivamente mezzi meccanici (potatura); allo scopo di garantire che, una volta concluse le operazioni di cantiere, la vegetazione possa ricostituirsi spontaneamente. Qualora si dovesse procedere a qualche estirpazione, terminata la costruzione dell'impianto eolico, si procederà con la ri piantumazione della stessa essenza avendo cura di creare le condizioni migliori per l'attecchimento (apporto di terreno vegetale, piantumazione nel periodo autunno – vernino). Ricordiamo a tal proposito che si tratta di specie vegetali tipiche dell'area che crescono spontaneamente.

Specie vegetali alloctone. Allo scopo di limitare la crescita di specie vegetali alloctone particolare cura sarà posta nella fase di ripristino di strade e piazzole. Tutto il materiale inerte utilizzato per strade e piazzole di cantiere sarà accuratamente asportato. Se necessario si valuterà in fase di realizzazione di strade e piazzole, prima della posa sul terreno del materiale inerte, di stendere un geotessile che di fatto separerà il pacchetto stradale e il terreno allo scopo di preservare quest'ultimo. Terminata la costruzione il geotessile faciliterà la completa rimozione

SIA – SINTESI NON TECNICA

del materiale di riporto. Il terreno vegetale sarà poi accuratamente ripristinato.

Conclusioni

L'impianto sarà realizzato in un'area con tipica antropizzazione agricola, è stata accertata la presenza di alcune aree, peraltro limitate, caratterizzate da semi-naturalità (prateria steppica), limitrofe all'area di impianto, è prevista l'estirpazione di alcune specie arbustive ed arboree espianate lungo i muretti a secco. In definitiva l'impatto con la componente botanico vegetazionale è correlato a.

- impatto sulla componenti arborea ed arbustiva intorno ai muretti a secco (macchia)

Per quanto detto

- L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco (macchia) è limitato.
- L'impatto prodotto nelle fase di cantiere è limitato nel tempo 6-8 mesi e comunque reversibile: facilmente le aree a prateria steppica potranno essere visivamente delimitate.
- L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco non è reversibile ma molto limitato. Peraltro è possibile effettuare il reimpianto delle stesse specie, in posizioni limitrofe terminata la fase di cantiere

Misure di mitigazione dell'impatto sono sostanzialmente legate alle scelte progettuali quali:

- minimizzazione dei percorsi per i mezzi di trasporto ed i cavidotti;
- individuazione, per quanto più possibile di aree, con scarsa presenza di componenti botanico vegetazionale soprattutto di tipo spontaneo;
- contenimento dei tempi di costruzione;
- accurati ripristini a fine cantiere
- ripristini a fine vita utile impianto (20 anni).

Notiamo infine che terminata la vita utile dell'impianto (20 anni) sarà possibile un ripristino allo stato originario, e quindi si ritiene l'impatto sulla componente botanico vegetazionale molto basso e sostanzialmente reversibile.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Fauna e avifauna

Per stimare i possibili impatti di una centrale eolica sulla fauna bisogna considerare un ampio range di fattori che comprendono la localizzazione geografica del sito prescelto per il progetto, la sua morfologia, le caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

Le principali cause d'impatto, sono: COLLISIONE, DISTURBO, EFFETTO BARRIERA, MODIFICAZIONE E PERDITA DELL'HABITAT.

Ognuno di questi potenziali fattori può interagire con gli altri, aumentare l'impatto sugli uccelli, o in alcuni casi ridurre un impatto particolare (per esempio con la perdita di habitat idoneo si ha una riduzione nell'uso da parte degli uccelli di un'area che sarebbe altrimenti a rischio di collisione).

Collisione.

Mortalità legata alla collisione. La morte diretta o le ferite letali riportate dagli uccelli possono risultare non solo dalla collisione con le pale, ma anche dalla collisione con le torri, con le carlinghe e con le strutture di fissaggio, linee elettriche e torrette meteorologiche (Drewitt & Langston, 2006).

Rischio di collisione. Il rischio di collisione dipende da un ampio range di fattori legati alle specie di uccelli coinvolti, abbondanza e caratteristiche comportamentali, condizioni meteorologiche e topografiche del luogo, la natura stessa della centrale, incluso l'utilizzo di illuminazioni. Chiaramente il rischio è probabilmente maggiore in presenza o nelle vicinanze di aree regolarmente usate da un gran numero di uccelli come risorsa alimentare o come dormitori, o lungo corridoi di migrazione o traiettorie di volo locale, che attraversano direttamente le turbine. Uccelli di grossa taglia con una scarsa manovrabilità di volo (come cigni ed oche) sono generalmente quelli esposti a maggior rischio di collisione con le strutture; inoltre gli uccelli che di solito volano a bassa quota o crepuscolari e notturne sono probabilmente le meno abili a individuare ed evitare le turbine. Il rischio di collisione potrebbe anche variare per alcune specie, secondo l'età, il comportamento e lo stadio del ciclo annuale in cui esse si trovano. Il rischio di solito cambia con le condizioni meteorologiche, alcuni studi mettono in luce in maniera evidente che molti uccelli collidono con le strutture quando la visibilità è scarsa a causa della pioggia o della nebbia, tuttavia quest'effetto potrebbe essere in alcuni casi mitigato esponendo gli uccelli ad un minor rischio dovuto ai bassi livelli di attività di volo in condizioni meteorologiche sfavorevoli. Gli uccelli che hanno già intrapreso il loro viaggio di migrazione, a volte non possono evitare le cattive condizioni, e sono costretti dalle nuvole a scendere a quote più basse di volo o a fermarsi e saranno perciò maggiormente vulnerabili se in presenza di un parco eolico al rischio di collisione. Forti venti contrari anche possono aumentare le frequenze di collisione poiché anche in questo caso costringono gli uccelli migratori a volare più bassi con il vento forte. L'esatta posizione di una centrale eolica può risultare critica nel caso in cui caratteristiche topografiche particolari sono utilizzate dagli uccelli planatori per sfruttare le correnti ascensionali o i venti o creano dei colli di bottiglia per il passaggio migratorio costringendo gli uccelli ad attraversare un'area dove sono presenti degli impianti eolici. Gli uccelli inoltre abbassano le loro quote di volo in presenza di linee di costa o quando attraversano versanti montuosi, esponendosi ancora ad un maggior rischio di collisioni con gli impianti eolici. Caratteristiche delle turbine eoliche associate con il rischio di collisione. La dimensione e l'allineamento delle turbine e la

SIA – SINTESI NON TECNICA

velocità di rotazione sono le caratteristiche che maggiormente influenzano il rischio di collisione così come le luci che hanno funzione di allerta per la navigazione e per l'aviazione, le quali possono aumentare il rischio di collisione attraendo e disorientando gli uccelli. Gli effetti delle luci in queste circostanze sono scarsamente conosciuti, anche se sono state documentate numerose collisioni di uccelli migratori con diverse strutture per l'illuminazione, specialmente durante le notti con molta foschia o nebbia. Le indicazioni attualmente disponibili suggeriscono di utilizzare il numero minimo di luci bianche che si illuminano ad intermittenza a più bassa intensità. Non è noto se l'uso di luci soltanto sulle estremità delle turbine, la quale procurerebbe un'illuminazione più diffusa, potrebbe disorientare meno gli uccelli rispetto ad una singola fonte di luce puntiforme.

Tassi di collisione registrati. Una revisione della letteratura esistente indica che, dove sono state documentate le collisioni, il tasso per singola turbina risulta altamente variabile con una media che va da 0,01 a 23 uccelli collisi per anno. Il valore più alto, applicando anche una correzione per la rimozione delle carcasse da parte di animali spazzini, è stato rilevato in un sito costiero in Belgio e coinvolge gabbiani, sterne e anatre più che altre specie. I tassi di collisione registrati andrebbero valutati con cautela poiché, pur fornendo un'utile indicazione circa il tasso medio di collisione per turbina, potrebbero mascherare tassi significativamente più alti di collisione, poiché questi dati sono spesso citati senza tener conto di alcuna variazione dovuta al non ritrovamento delle carcasse o la rimozione da parte di necrofagi. Esempi per i siti costieri nell'Europa del nord forniscono tassi medi di collisione annuali che vanno da 0,01 a 1,2 uccelli per turbina (uccelli acquatici svernanti, gabbiani, passeriformi) nei Paesi Bassi (Winkelman 1989, 1992a, 1992b, 1992c, 1995), una media di 6 uccelli per turbina (edredoni e gabbiani) a Blyth nel nord Inghilterra (Painter et al. 1999); il tasso è di 4-23 uccelli per turbina (anatre, gabbiani, sterne) in tre siti studiati in Finlandia e Belgio (Everaert et al. 2001). Quasi tutti questi casi includono piccole turbine dalla capacità di 300-600 kW sviluppate in concentrazioni relativamente piccole. A Blyth ci fu una mortalità inizialmente elevata del 0,5-1,5% per l'edredone ma i tassi di collisione caddero sostanzialmente negli anni successivi. Nessuno di questi esempi è associato con l'osservazione di un sostanziale declino delle popolazioni di uccelli. Inoltre spesso, il più alto livello di mortalità è stato registrato in specifici periodi dell'anno e, in alcuni casi, a carico solo di alcune delle turbine. Studi con i radar effettuati presso la centrale eolica di Nysted, mostrano che molti uccelli cominciano a deviare il loro tragitto di volo fino a 3 km di distanza dalle turbine durante le ore di luce e a distanze di 1 km di notte, mostrando marcate deviazioni del volo al fine di sorvolare i gruppi di turbine (Kahlert et al. 2004b, Desholm 2005). Inoltre, le immagini termiche indicano che gli edredoni sono soggetti probabilmente a soltanto bassi livelli di collisioni mortali. Similmente, osservazioni visuali dei movimenti degli edredoni in presenza di due relativamente piccole centrali eoliche near-shore (costituite da sette turbine da 1,5MW e cinque da 2 MW turbine) nel Kalmar Sound, Svezia, hanno registrato soltanto una collisione su 1.5 milioni di uccelli acquatici migratori osservati. Comunque, non si conosce quale impatto potrebbero avere a lungo termine e sulle differenti specie le centrali eoliche più grandi o le installazioni multiple.

Disturbo. Il dislocamento degli uccelli dalle aree interne e circostanti le centrali eoliche dovuto al disturbo provocato dagli impianti può determinare effettivamente la perdita di habitat idoneo per diverse specie. Il dislocamento provocato dal disturbo sulla fauna potrebbe accadere durante le fasi sia di costruzione che di manutenzione della centrale eolica, e potrebbe essere

SIA – SINTESI NON TECNICA

causata dalla presenza delle turbine stesse, e quindi dall'impatto visivo, dal rumore e dalle loro vibrazioni o come il risultato del passaggio di un veicolo o di movimenti del personale correlati al mantenimento del sito. La scala e il grado di disturbo varierà secondo il sito e i fattori specie-specifici e deve essere assestato di caso in caso. Sfortunatamente pochi studi sulla dislocazione dovuti al disturbo sono conclusivi a causa della mancanza di un adeguato monitoraggio dell'impianto prima e dopo la sua costruzione (BACI). In Parchi eolici on shore sono state registrate le distanze di disturbo (cioè la distanza dalle centrali eoliche dalla quale gli uccelli sono assenti o meno abbondanti di quello che ci si aspetta) fino ad 800 m (incluso zero) per gli uccelli acquatici svernanti. In linea di massima 600 m è la distanza largamente accettata come la massima distanza registrata. La variabilità della distanza di dislocazione è ben illustrata in uno studio che ha trovato una più bassa densità di oche lombardelle (*Anser albifrons*) nei 600 m dalle turbine in un parco in Germania mentre studi condotti in Danimarca, è stata rilevata una distanza di dislocazione tra 100 e 200 m dalle turbine per l'oca zampe rosa. Anche gli studi sugli uccelli nidificanti sono largamente inconclusivi o suggeriscono un basso disturbo, tuttavia ciò potrebbe essere influenzato dall'alta fedeltà al sito e dall'alta longevità delle specie nidificanti studiate; questo potrebbe significare che gli impatti reali sul disturbo agli uccelli nidificanti saranno evidenti soltanto nel tempo, quando si avrà un ricambio generazionale. Pochi studi hanno considerato la possibilità del dislocazione di passeriformi a vita breve, trovarono una maggiore densità di passeriformi di "ambiente aperto" nidificanti man mano che ci si allontanava dalle turbine eoliche, e piuttosto che all'interno di 80 m dall'impianto, indicando che il dislocazione avviene al massimo in questi casi. Le conseguenze del dislocazione per il successo riproduttivo e la sopravvivenza sono cruciali sia che ci sia che non ci sia un impatto significativo sulla dimensione della popolazione. Nell'assenza di dati attendibili circa l'effetto di dislocazione sugli uccelli, si ritiene precauzionale assumere che un significativo dislocazione potrebbe portare ad una riduzione della popolazione. Le cause nel cambiamento della distribuzione sono sconosciute, e potrebbero essere dovute a un singolo fattore o alla combinazione di più fattori come la presenza delle turbine, l'aumento della presenza umana, e cambiamenti nella distribuzione delle risorse trofiche. E' stata sollevata l'ipotesi che gli uccelli potrebbero abituarsi alla presenza delle turbine, nonostante questo risulta ancora sconosciuto poiché non ci sono studi abbastanza lunghi per dimostrarlo.

Effetto barriera. L'alterazione delle rotte migratorie per evitare i parchi eolici rappresentano un'altra forma di dislocazione. Questo effetto è importante per la possibilità di un aumento in termini di costi energetici che gli uccelli devono sostenere quando devono affrontare percorsi più lunghi del previsto, come risultato sia per evitare il parco eolico sia come disconnessione potenziale di habitat per l'alimentazione dai dormitori e dalle aree di nidificazione. L'effetto dipende dalle specie, dal tipo di movimento, dall'altezza di volo, dalla distanza delle turbine, dalla disposizione e lo stato operativo di queste, dal periodo della giornata, dalla direzione e dalla forza del vento, e può variare da una leggera correzione dell'altezza o della velocità del volo fino ad una riduzione del numero di uccelli che usano le aree al di là del parco eolico. A seconda della distanza tra le turbine alcuni uccelli saranno capaci di volare tra le file delle turbine. Nonostante l'evidenza di questo tipo di risposta sia limitato queste osservazioni chiaramente vanno considerate durante le fasi di progettazione dell'impianto. Una revisione della letteratura esistente suggerisce che in nessuno caso l'effetto barriera ha un significativo impatto sulle popolazioni. Tuttavia, ci sono casi in cui l'effetto barriera potrebbe danneggiare

SIA – SINTESI NON TECNICA

indirettamente le popolazioni; per esempio dove un parco eolico effettivamente blocca un regolare uso di un percorso di volo tra le aree di foraggiamento e quelle di riproduzione, o dove diverse centrali eoliche interagiscano in maniera cumulativa creando una barriera estesa che può portare alle deviazioni di molti chilometri, portando perciò un aumento dei costi in termini energetici (Drewitt & Langston, 2006).

Modificazione e perdita di habitat. La scala della perdita diretta di habitat risultante dalla costruzione di un parco eolico e dalle infrastrutture associate dipendono dalla dimensione del progetto ma, generalmente, con alta probabilità questo risulta essere basso. Tipicamente, la perdita di habitat va da 2-5% dell'area di sviluppo complessiva. D'altra parte, le strutture della turbina potrebbero funzionare come barriere artificiali, e magari aumentare la diversità strutturale e creare un'abbondanza di prede. Perciò questo potrebbe solo beneficiare gli uccelli, se loro non sono disturbati dalla presenza delle turbine e ovviamente non vanno incontro al pericolo di collisione.

Nel caso in esame si evidenzia che il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori. L'area si presenta pianeggiante ed ampiamente destinata a colture agricole. Non sussistono, pertanto, condizioni che determinano la concentrazione di migratori per effetto "imbuto" (che si verifica nei valichi montani, negli stretti e nei canali sul mare, ecc.).

L'area individuata per l'intervento è localizzata nell'entroterra della provincia di Brindisi. Sia il sito d'intervento che l'area vasta sono intensamente coltivate. Unica eccezione è rappresentata da un sito, posto nella parte nord-est dell'area di studio, dove sono presenti habitat naturali e semi naturali, in forma di macchie, garighe e pseudo-steppe. Complessivamente domina la coltura dei cereali e dell'ulivo. Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione di pale eoliche. Il posizionamento delle torri è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

L'area individuata per l'intervento è caratterizzata da paesaggio agricolo, costituito da seminativi, frutteti e colture orticole. Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 91, di cui n°69 uccelli, 14 mammiferi, 5 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 10 ordini sistematici, 47 sono le specie di passeriformi e 22 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 13 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 1 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 3 di rettili e 1 di anfibi. Si tratta di un agro-ecosistema utilizzato soprattutto dall'avifauna migratoria. E' molto vasto e il sito di progetto ne interessa una limitata porzione. Gli ecosistemi di interesse naturalistico e conservazionistico insistono lungo la costa a oltre 10km di distanza.

Il sito non è stato oggetto mai oggetto di studio avifaunistico. Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione diretta non è stata possibile poiché il presente studio è stato redatto nel periodo invernale. Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Sono stati stimati i possibili impatti sull'avifauna considerando i fattori determinanti, ossia la localizzazione geografica del sito, prescelto per il progetto, la sua morfologia, le

SIA – SINTESI NON TECNICA

caratteristiche ambientali, la funzione ecologica dell'area, le specie di fauna presenti.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. E' presente un'area naturale che potrebbe rappresentare un sito trofico per i rapaci in migrazione.

Si ritiene che la realizzazione del progetto possa avere la seguente incidenza:

- Rispetto a MODIFICAZIONE E PERDITA DI HABITAT impatto inesistente per gli habitat naturali, poiché la realizzazione dell'intervento non prevede alcuna azione a carico di habitat naturali. Ci sarà una bassa perdita di habitat agricoli, irrilevante per via della percentuale di superficie coinvolta;
- rispetto al DISTURBO si ritiene che possa essere basso per le specie che frequentano i coltivi, poiché già adattate alla vicinanza con l'uomo e inesistente per quelle che frequentano gli ambienti naturali poiché molto distanti dal sito di progetto;
- rispetto all'EFFETTO BARRIERA si ritiene che tale rischio sia basso in virtù della notevole distanza dai biotopi di interesse (oltre km10);
- rispetto alla COLLISIONE si ritiene possa essere alto per alcune specie ornitiche che frequentano i campi e medio per quelle che frequentano gli ambienti naturali in virtù della distanza.

Passando a considerare gli impatti cumulativi, determinati dalla presenza di più impianti in aree vicine, si è calcolato in 9 collisioni/anno il numero di incidenti che potrebbero verificarsi a carico dell'avifauna. Tale valore può costituire una soprastima in considerazione della quasi assenza di nidificanti e della non sussistenza di fattori che favoriscono la concentrazione dell'avifauna in area vasta. Solo un puntuale monitoraggio delle fasi di cantiere, esercizio e dismissione dell'opera potrà quantificare esattamente gli impatti e proporre correzioni in caso si verificano impatti significativi.

Il limite temporale dell'impatto è dato dalla vita utile dell'impianto pari a 20 anni. L'impatto potrebbe avere effetti non reversibili se alcune specie abbandonassero definitivamente l'area, ipotesi quanto meno improbabile poiché al momento della dismissione dell'impianto, sicuramente termineranno tutti gli effetti

Misure di mitigazione. Le scelte progettuali che avranno, di fatto, effetto di mitigazione di impatto su fauna e avifauna sono:

- utilizzo delle torri tubolari anziché a traliccio, più facilmente individuabili dagli uccelli in volo;
- raggruppamento degli aerogeneratori, disposti su più file anziché su una lunga fila;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione (5-15 giri/minuto);
- colorazione a bande bianche e rosse delle pale
- interrimento dei cavi di media tensione ed assenza di linee aree di alta tensione;
- contenimento dei tempi di costruzione.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Ecosistema

La destinazione agricola dell'area ha causato la parziale modificazione del paesaggio. La vegetazione spontanea degli habitat di bosco, gariga e steppa sopravvive in aree marginali: lungo i muri a secco in forma di siepi, e in alcune aree limitate in forma di garighe e steppe, in nuclei boschivi isolati all'interno di antiche proprietà nobiliari. L'olivo è presente quasi ovunque, con esemplari vetusti e di nuovo impianto, con "sesto" regolare e distanziato o ravvicinato e regolare.

Numerosi anche i vigneti, più imitati nell'estensione ed isolati sono i seminativi. Ciò ha determinato la modificazione nella composizione della fauna, con adattamenti di alcune specie, scomparsa di altre e ingresso di altre ancora.

Il sito prescelto non insiste in prossimità della costa, dove si verificano le concentrazioni dei migratori, si presenta pianeggiante e in gran parte destinato a colture agricole. Tuttavia il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza di un habitat naturale (gariga) nelle aree non interessate dall'antropizzazione agricola, area limitrofa a quella di intervento.

La fauna stanziale è costituita da specie sinantropiche nelle aree agricole e da specie d'interesse naturalistico negli habitat naturali. La presenza faunistica maggiore è rappresentata dall'avifauna migratrice, di cui solo alcune specie svernano e poche sono quelle che nidificano.

Nessun habitat naturale o semi-naturale è stato interessato dalla localizzazione di pale eoliche. Il posizionamento delle torri è stato predisposto in maniera tale da non interessare aree di valore naturalistico.

Alcun impatto è previsto a carico della fauna stanziale (mammiferi, rettili ed anfibi) poiché attestata nelle aree naturali non interessate dal progetto.

Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale dei professionisti che hanno redatto la relazione ecologica, e da dati raccolti per il presente studio, non si ritiene esistano interazioni tra la costruzione del parco eolico, la fauna e le componenti botanico vegetazionali presente nei SIC più vicini, Bosco Curtipetrizzi e Boschi di Santa Teresa e dei Lucci che, rispettivamente, distano circa 3,35 km e 7,10 km dagli aerogeneratori MSG09 ed MSG15.

Si osserva inoltre che, date le caratteristiche del progetto, in particolare la bassa occupazione di territorio, esso non pregiudica possibili futuri interventi di riqualificazione della rete ecologica locale.

Per quanto concerne la componente botanica l'impatto è limitato alla potatura di componenti arbustive intorno ai muretti a secco per consentire l'allargamento degli assi stradali nella fase di costruzione dell'impianto.

In definitiva l'impatto sull'ecosistema è molto ridotto, poiché comunque gli aerogeneratori e le opere connesse (piazzole, strade, cavidotti, SSE), non interferiscono con le aree di naturalità, da cui restano fuori.

A tal proposito notiamo che il sito non è stato oggetto mai oggetto di studio avifaunistico e allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale dei professionisti che hanno condotto le indagini, e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione

SIA – SINTESI NON TECNICA

diretta non è stata possibile poiché il presente studio è stato redatto nel periodo invernale.

Impatto visivo

Premessa. Il concetto di paesaggio è molto dibattuto e non esiste nella letteratura specifica un'interpretazione univoca, sia per motivi oggettivi (il carattere multidimensionale e multidisciplinare del paesaggio) sia per motivazioni soggettive (la percezione dipende dall'osservatore).

I più recenti studi in materia di impatto ambientale hanno giustamente messo in evidenza, fra l'altro, le dinamiche paesistiche e i legami gerarchici che intercorrono tra le diverse scale spazio-temporali che dominano i processi di trasformazione del paesaggio.

Riteniamo utile al nostro scopo una definizione di paesaggio che tenga conto degli aspetti sistemici, sia spaziali che temporali: *il paesaggio è un sistema naturale e antropico definito nello spazio con una sua dinamica nel tempo.*

Partendo da tale chiave interpretativa, definiamo un ambito spaziale ed uno temporale (o dinamico) del paesaggio, o meglio del sistema paesaggio (naturale ed antropico) nell'area di intervento.

I termini temporali o dinamici del paesaggio sono dati dal mutamento subito nel tempo e ne è misura il grado di antropizzazione del territorio.

Lo sfruttamento agricolo del territorio è ormai secolare, le masserie, le strade interpoderali, i muretti a secco sono tutte testimonianze antropiche che si ripetono numerose nell'area di intervento.

Elementi di mutazione del paesaggio introdotti dall'uomo in epoca più recente sono: strade asfaltate, abitazioni isolate, palificazioni per linee di trasmissione aerea (i tralicci per reti elettriche AT), insediamenti abitativi, frutto di singole iniziative private.

E' evidente che un qualsiasi impianto eolico di grossa taglia per le dimensioni del sistema torre – aerogeneratore non potrà essere in alcun modo nascosto ed il suo impatto paesaggistico difficilmente mitigato. L'obiettivo sarà pertanto quello di ridisegnare il paesaggio attraverso la realizzazione del parco eolico: l'impianto eolico dovrà diventare esso stesso una caratteristica peculiare del paesaggio trasformandolo se possibile senza danneggiarlo.

Lo studio delle caratteristiche dinamiche del paesaggio sarà fondato su quanto riportato nel principale piano urbanistico territoriale e di programmazione del territorio della Regione Puglia, il PPTR: i punti di osservazione (punti sensibili) rispetto ai quali sarà quantificato l'impatto sono essenzialmente rappresentati dalle componenti paesaggistico – territoriale tutelate dal PPTR. Ciò in assoluta coerenza con le metodologie generali indicate nell'Allegato Tecnico al DPCM 12 dicembre 2005 che prevede per gli studi di inserimento paesaggistico una analisi dei livelli di tutela rilevabili dagli strumenti di pianificazione paesaggistica e territoriale e dalla presenza di beni culturali tutelati dal Codice dei beni culturali e per il paesaggio, questi ultimi inclusi nel PPTR.

La quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

SIA – SINTESI NON TECNICA

È quindi necessario, per cogliere le potenziali interazioni e le conseguenze che una nuova opera può introdurre dal punto di vista paesaggistico, individuare gli elementi caratteristici dell'assetto attuale del paesaggio, riconoscerne le relazioni, le qualità e gli equilibri, nonché verificare i modi di fruizione e di percezione da parte di chi vive all'interno di quel determinato ambito territoriale o lo percorre.

In funzione di quest'ultimo obiettivo, in via preliminare, si è reso necessario delimitare il campo di indagine in funzione delle caratteristiche dimensionali e qualitative dell'opera da realizzare, individuando, in via geometrica, le aree interessate dalle potenziali interazioni percettive, attraverso una valutazione d'intervisibilità. Successivamente, mediante opportuni sopralluoghi nell'area d'indagine, si è cercato di cogliere le relazioni tra i vari elementi esistenti ed individuare i canali di massima fruizione del paesaggio (punti e percorsi privilegiati), dai quali indagare le visuali principali dell'opera in progetto, ricorrendo a fotosimulazioni dell'intervento previsto. Nel caso in esame, il territorio esaminato si presenta pianeggiante e ciò determina una visibilità potenziale del campo eolico a 360 gradi attorno all'impianto in progetto.

Per quanto concerne la modificazione fisica dei luoghi, gli elementi percepibili sono costituiti principalmente dai 15 aerogeneratori e dai manufatti di servizio.

Gli aerogeneratori costituiscono un elemento cospicuo e peculiare nel paesaggio. Essi rappresentano un "segnale forte": attraggono lo sguardo.

La percezione in merito agli aerogeneratori è soggettiva e non sempre negativa. Il contenuto tecnologico da essi posseduto si esprime in una pulizia formale e una eleganza ed essenzialità delle linee. I lenti movimenti rotatori delle pale sono espressione di forza naturale ed ingegno. L'assenza di emissioni in atmosfera rende queste macchine simbolo di un mondo sostenibile e moderno, così che i parchi eolici sono spesso sfondo di spot pubblicitari e ambientazioni cinematografiche.

Pertanto, pur trattando e valutando gli aerogeneratori come elementi modificanti il paesaggio, quindi responsabili di un potenziale impatto sul paesaggio di segno negativo, si consideri come non siano pochi coloro che percepiscono tali macchine come semplicemente "belle".

Per quanto riguarda la viabilità, invece, non si prevedono variazioni sostanziali di quella esistente, se non la creazione di alcune strade di servizio, prevalentemente per il tempo limitato della cantierizzazione dell'area, per poi essere rimosse in fase di esercizio, che resteranno sterrate. Per quanto riguarda i cavidotti, essendo previsti interrati, non daranno luogo ad impatti sul paesaggio, ad esclusione della fase iniziale di cantiere, peraltro limitata nel tempo.

Nello studio dell'impatto visivo e dell'impatto sul paesaggio di un impianto tecnologico, quale quello in progetto, occorre definire un ambito di intervisibilità tra gli elementi di nuova costruzione e il territorio circostante, in base al principio della "reciprocità della visione" (bacino visuale).

I dati per l'analisi del paesaggio sono stati ricavati principalmente dal Piano Paesaggistico Territoriale Regionale (PPTR) dall'analisi della cartografia esistente (IGM, ortofotocarte, immagini satellitari disponibili sul web) nonché dai sopralluoghi condotti in situ.

La stima e la valutazione dell'impatto allo scopo di renderne più fruibile la lettura è stato condotto secondo il seguente schema:

SIA – SINTESI NON TECNICA

- Limiti spaziali dell’impatto: identificazione dell’area di impatto visivo, ovvero estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)
- Analisi generale dell’Area: inquadramento storico e paesaggistico dell’area
- Analisi visibilità dell’impianto: identificazione delle aree da cui l’impianto è visibile all’interno della ZTV, con l’ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all’interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l’impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di “visualizzare l’impatto”
- Analisi dell’Impatto: identificazione delle aree da cui l’impianto è visibile all’interno della ZTV, con l’ausilio delle Mappe di Intervisibilità Teorica e sempre all’interno della ZTV individuazione di punti chiave dai quali l’impianto eolico può essere visto (Punti sensibili), dai quali proporre foto e foto inserimenti allo scopo di “visualizzare l’impatto”
- Ordine di grandezza e complessità dell’impatto: con l’ausilio di parametri euristici
- Probabilità dell’impatto
- Durata e reversibilità dell’impatto
- Misure di mitigazione dell’impatto

Limiti spaziali dell’impatto. Il primo passo nell’analisi di impatto visivo è quello di definire l’area di massima visibilità degli aerogeneratori: area di visibilità dell’impianto.

Le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell’impianto si basano sulla letteratura esistente sull’argomento, con il conforto dell’esperienza diretta di chi scrive, riferita a parchi eolici nel Salento e quindi in aree simili a quella dell’intervento oggetto del presente studio.

Completando l’analisi sulla base dell’esperienza diretta relativa a parchi eolici di grande taglia esistenti nella regione interessata dal progetto, per i quali si configurano le medesime condizioni di morfologia del terreno e di urbanizzazione (territorio generalmente pianeggiante e fortemente urbanizzato), le considerazioni generali riguardanti la definizione dei limiti di visibilità potenziale dell’impianto portano alle seguenti asserzioni:

- in aree completamente pianeggianti un impianto eolico di grossa taglia è visibile sino ad una distanza massima di circa 20 km. Ciò peraltro avviene solo in presenza di aree completamente libere da alberature per almeno 1 km. Oltre questa distanza in aree antropizzate come quella in studio, il parco eolico finisce per confondersi all’orizzonte con altri (e numerosi) elementi del paesaggio (tralicci, alberi ad alto fusto, palificazioni varie) e comunque difficilmente è visibile da un osservatore casualmente;
- in aree non pianeggianti l’impianto è visibile da distanze anche maggiori, ma ciò dipende dalla differenza di quota relativa tra il punto di vista e l’impianto.

Nel caso in esame l’impianto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 49 e 80 m

SIA – SINTESI NON TECNICA

s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito specificato.

1. ad est verso la costa adriatica degrada leggermente fino ad una quota di circa 40 m s.l.m. per poi formare un gradino dolce verso la costa che in parte costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa;
2. andamento simile anche in direzione nord-est, verso Brindisi e nord verso la fascia più settentrionale della costa adriatica;
3. a nord-ovest nella direzione degli abitati di Oria e di Latiano cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (16 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
4. a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
5. a sud e a sud-ovest degrada lentamente verso il mare, con un terrazzamento che giunge sino ad una distanza di circa 2 km dalla costa alla quota di circa 30 m s.l.m., per poi formare un gradino fino al mare, che qui certamente costituisce ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa;
6. a sud-est verso la provincia di Lecce degrada leggermente fino ad una quota di circa 40 m s.l.m. sino ad una distanza di 20 km dal parco eolico in progetto;

In pratica possiamo affermare che:

- a. Nel quadrante che va da Nord-Est a Sud-Ovest, in senso orario, per un intorno di circa 20 km dall'impianto l'area si presenta pressoché pianeggiante senza significative variazioni altimetriche, fatta eccezione per le due citate alture; la costa dista circa 16 km nel punto più vicino in direzione Nord-Est;
- b. Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce, lungo il cordone dunale fossile fino ad Oria, per poi mantenersi alla stessa quota. Ciò implica di fatto che l'impianto è visibile sino ai punti più alti in quota (ubicati ad una distanza da 10 ad oltre 15 km) per poi non essere più fisicamente visibile perché l'area di impianto ed ad una quota troppo bassa. In pratica è come se ci si trovasse su una terrazza in cui l'area circostante (più bassa) è visibile solo se ci si porta al limite della terrazza stessa.

Sulla base di queste considerazioni di carattere pratico e comunque fondate su un attento studio plano-altimetrico di un'area piuttosto vasta (oltre i 20 km dall'impianto), l'estensione della ZTV è definita dall'area buffer del parco eolico con distanza 20 km, che si estenderà

- a nord, ovest ed est fino a 20 km dall'impianto;
- a nord-est fino al mare Adriatico, 15-18 km circa dall'impianto;
- a sud fino al mare Ionio, 20 km circa dall'impianto.

L'area su cui si andrà a quantificare l'impatto visivo coincide con *l'area di impatto potenziale* che è diversa dall'*area di visibilità assoluta* dell'impianto ovvero l'area da cui l'impianto è potenzialmente visibile nelle migliori condizioni atmosferiche in relazione alla sensibilità dell'occhio umano e dell'andamento orografico del terreno. Nel caso in studio:

1. in area pianeggiante senza significativi sbalzi plano- altimetrici il limite di 15 km si può considerare ampiamente sufficiente a definire l'impatto ambientale. Oltre questa distanza

SIA – SINTESI NON TECNICA

l'impianto è visibile parzialmente, solo nelle giornate limpide, da porzioni di territorio limitate, solo da osservatori attenti e non casuali, e soprattutto finisce per confondersi con gli altri elementi del paesaggio e quindi si può sicuramente sostenere che produce un impatto visivo e paesaggistico trascurabile;

2. nei quadranti Nord, Est e Sud la visibilità è definita dal limite della costa adriatica in un caso, ionica nell'altro e prima ancora dal terrazzamento posto a distanza variabile dalla costa;
3. in tutto il quadrante Ovest dell'impianto poiché la quota del terreno cresce rispetto alla quota dell'impianto si è preferito indagare l'impatto potenziale per alcuni casi particolari (centro di Oria) sino a 20 km.

Lo Studio di Impatto Visivo, come vedremo, sarà particolarmente focalizzato sull'Area di Interesse ovvero in un intorno di 12,5 km intorno all'impianto, con la ricognizione dei centri abitati e dei beni culturali e paesaggistici riconosciuti come tali da D.Lgs. n. 42/2004.

Tale distanza, assolutamente conservativa, è coerente con quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali (punto 3 dell'allegato 4 al DM Sviluppo Economico 10 settembre 2010 - Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili) che suggeriscono come area di indagine per l'impatto visivo un'area che si estende fino a 50 m l'altezza massima del sistema torre più rotore, nel nostro caso pari a 500 m. ***In pratica secondo le LGN l'impatto visivo va indagato in un intorno di circa 12,5 km dall'impianto.***

Si può ragionevolmente affermare che oltre questa distanza, anche ove l'impianto sia teoricamente visibile, l'impatto visivo si possa ritenere trascurabile, in considerazione di alcuni fattori:

- *Dimensionale*: anche nelle condizioni peggiori per l'area esterna a quella di studio, ossia alla distanza di 12,5 km e posizione ortogonale alla dimensione maggiore dell'impianto (circa 3,3 km), il campo visivo dell'occhio umano (angolo di vista pari a circa 50°) ha una porzione massima impegnata di circa 1/3 dell'orizzonte;
- *Qualitativo*: tutto il territorio è interessato da un elevato indice di antropizzazione; la zona, nella parte meridionale della provincia di Brindisi, è caratterizzata dalla presenza di un notevole numero di centri abitati di dimensione medio piccola e densità elevata e di conseguenza l'impianto si inserisce e confonde in uno skyline ove sono presenti e visibili tutte le tracce di antropizzazione (fabbricati, strade, linee elettriche e telefoniche aeree, antenne, ecc.), con impatto di fatto fortemente mitigato.

Nell'immagine che segue si individua (riquadrate in rosso) il Parco Eolico "Lecce 3-Surbo", costituito da complessivi 24 aerogeneratori con torre tubolare di altezza pari a 80 m e diametro del rotore tripala di 90 m, e pertanto altezza complessiva massima di 125 m, ubicato a nord del centro abitato di Lecce, ad un'altezza s.l.m di 20 m circa. Il punto di ripresa è ad una distanza di circa 16 km da un rilievo (70 m s.l.m. circa) posto a sud della città, lungo la SS 16. A questa distanza gli aerogeneratori sono visibili, ma occupano una porzione ridottissima del campo visivo, inserendosi alle spalle dell'abitato di Lecce; l'impatto visivo è di fatto non più che trascurabile.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Nel riquadro in rosso il Parco eolico di Lecce3-Surbo

Si riporta infine una planimetria con l'individuazione della ZTV dell'impianto che di fatto andrà a coincidere con l'area su cui si andrà ad indagare l'impatto visivo.

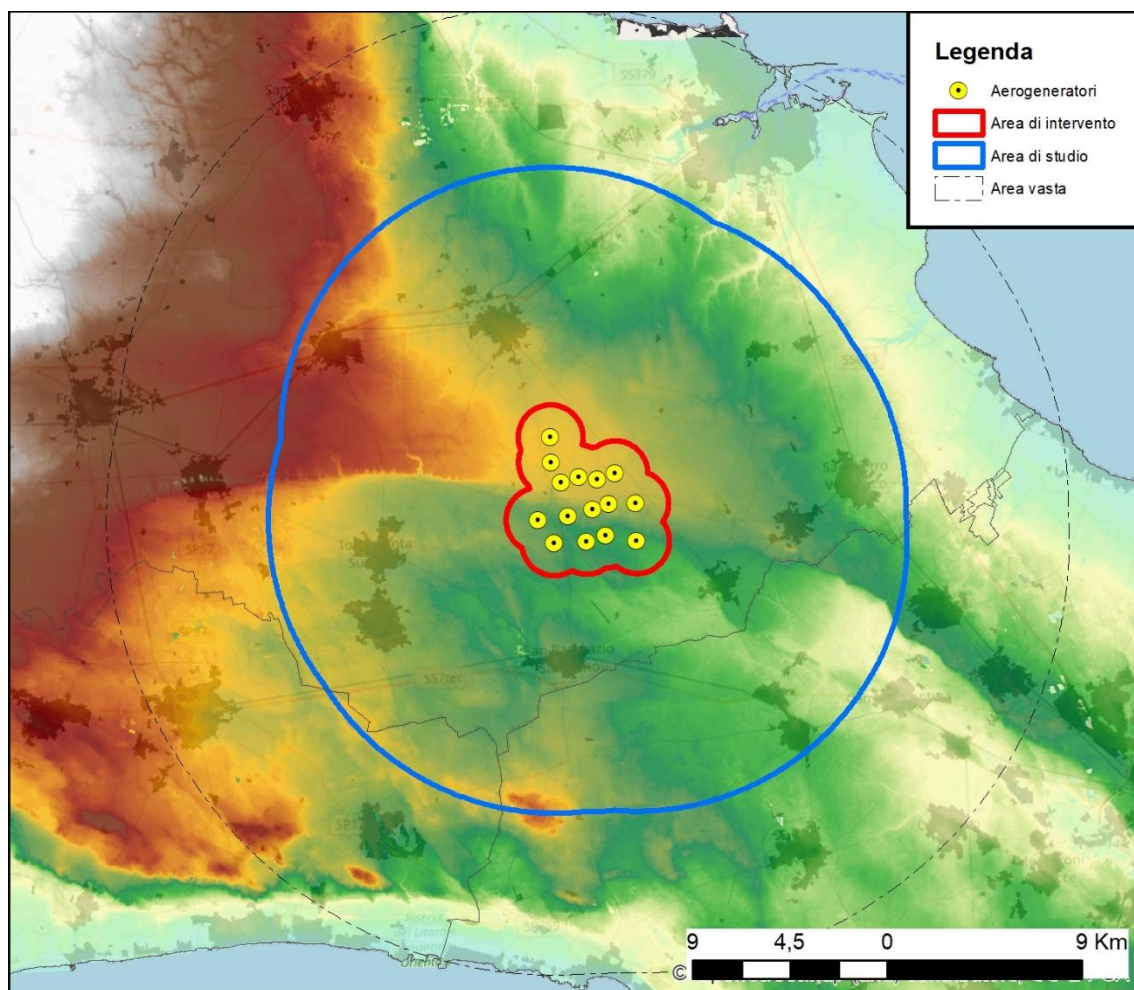
La Zona di Visibilità Teorica ZTV, area di impatto potenziale, sarà poi così suddivisa:

Area vasta che si estende fino a circa 20 km dagli aerogeneratori

Area di studio o di interesse che si estende fino ad una distanza di 12,5 km dagli aerogeneratori (distanza pari a 50 volte l'altezza massima degli aerogeneratori, secondo quanto prescritto dalle Linee Guida Nazionali)

Area ristretta o di intervento che approssimativamente si estende in un intorno di circa 1,5 km dagli aerogeneratori.

SIA – SINTESI NON TECNICA

***Area di Impatto Potenziale***

In definitiva lo studio è stato condotto facendo riferimento ad una serie di *punti sensibili* racchiusi nell'intorno di 12,5 km dall'impianto con alcune eccezioni (centro storico di Oria – punto panoramico individuato dal PPTR).

I punti sensibili sono stati individuati sulla base delle principali criticità ambientali segnalate dagli strumenti di pianificazione territoriale (primo fra tutti il PPTR) o individuate in campo, nel corso dei numerosi sopralluoghi, e verificando l'effettivo impatto prodotto dall'impianto eolico su di esse e le modalità di superamento delle criticità.

Area di studio e beni oggetti di ricognizione. Come detto l'area di interesse o di studio, nei fatti quella effettivamente interessata dall'impatto visivo dell'intervento, viene definita, secondo quanto previsto dalle Linee Guida Nazionali, come l'involuppo delle distanze di 12,5 km dai singoli aerogeneratori dell'impianto in progetto.

All'interno di tale area si è proceduto alla ricognizione di tutti i beni potenzialmente interessati dagli effetti dell'impatto visivo dell'impianto in progetto, facendo riferimento alle seguenti fonti:

- PPTR: Analisi delle Schede d'Ambito
- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali)

SIA – SINTESI NON TECNICA

- Altri regimi di tutela

L'Analisi delle Schede d'Ambito, che il PPTR della Regione Puglia organizza con riferimento all'articolo 135 comma 3 del Codice dei beni culturali e del paesaggio, è stata condotta sulle Schede interessate dall'Area di Studio dell'impianto, ossia la n. 9 – Campagna Brindisina e la n. 10 – Tavoliere Salentino, quest'ultima con riferimento alla figura territoriale Terra dell'Arneo. Le Schede individuano per ciascuna Figura gli Obiettivi di Qualità Paesaggistica, fissando Indirizzi e Direttive per ciascuna delle principali componenti, tra cui le Componenti visivo-percettive. La ricognizione ha interessato pertanto:

- Invarianti strutturali
 - Principali lineamenti morfologici
 - Sistema agro ambientale
 - Sistema insediativo
- Luoghi privilegiati di fruizione del paesaggio
 - Punti panoramici potenziali: sistema delle torri costiere e dei Castelli e Masserie fortificate nell'entroterra;
 - Strade panoramiche;

La ricognizione ha successivamente individuato i Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004 (Codice dei Beni Culturali), con l'ausilio della catalogazione del sistema delle tutele del PPTR:

- Beni tutelati ai sensi del D. Lgs. 42/2004
 - art. 136 - aree a vincolo paesaggistico;
 - art 142 a) - territori costieri;
 - art 142 b) - territori contermini ai laghi;
 - art 142 c) - fiumi, torrenti, corsi d'acqua;
 - art 142 f) - parchi e riserve nazionali o regionali;
 - art 142 g) - territori coperti da foreste e da boschi;
 - art 142 h) - aree assegnate alle università agrarie e zone gravate da usi civici;
 - art 142 i) - zone umide (Zone umide RAMSAR, aree umide retrodunari);
 - art 142 m) - zone di interesse archeologico.

Sono stati poi indagati tutti gli altri beni potenzialmente interessati dall'impatto visivo per via della qualità del paesaggio o della elevata frequentazione:

- Altri regimi di tutela
 - Zone sottoposte a regimi di tutela particolare quali SIC, SIR, ZPS.
- Centri abitati.

L'indagine è stata infine estesa a quelli più significativi tra gli ulteriori contesti individuati nel sistema delle tutele del PPTR ai sensi dell'art. 143 comma e) del D. Lgs. 42/2004.

- PPTR: ulteriori contesti

SIA – SINTESI NON TECNICA

- aree umide;
- altre zone archeologiche (aree a rischio archeologico, segnalazioni archeologiche);
- testimonianze della stratificazione insediativa (vincoli architettonici);
- strade a valenza paesaggistica;
- luoghi panoramici con i relativi coni visuali.

La Tavola 31 allegata allo Studio di Visibilità riporta, in scala 1:30.000, la rappresentazione cartografica con la raffigurazione di tutti i beni individuati nella ricognizione.

Punti Sensibili e Punti di Osservazione. In considerazione delle peculiarità dell'area (a puro titolo di esempio, la fascia costiera in alcuni punti è solo alcune centinaia di metri al di fuori dell'Area di studio), l'analisi è stata poi estesa a tutta l'area di impatto potenziale, che coincide con l'Area Vasta, prendendo in considerazione esclusivamente i beni e le aree particolarmente significative. Si è proceduto all'individuazione al suo interno dei punti sensibili PS, per i quali si è calcolato la magnitudo di impatto visivo con la metodologia descritta nel paragrafo successivo.

Si è fatta poi una verifica per individuare da quali di questi punti o da quali di queste zone non è visibile almeno un aerogeneratore o comunque la visibilità dell'impianto è trascurabile. La verifica è stata fatta utilizzando la Tavola MIT 4. In questa tavola le aree con valore "0" sono aree dalle quali la navicella (e quindi la metà superiore del rotore) di nessuno dei dieci aerogeneratori è visibile per intero. Pertanto se un punto di vista sensibile ricade all'interno di questa area, da quel punto l'impianto eolico in progetto non è praticamente visibile.

Approfondendo questa ulteriore indagine sulla base:

- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Della fruibilità ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto

si è arrivati ad avere una seconda lista: la lista dei Punti di Osservazione PO, in pratica i punti di vista sensibili, all'interno dell'area di impatto potenziale individuata, dai quali l'impianto eolico in progetto risulta teoricamente visibile.

Per ciascuno dei ventinove punti di osservazione così individuati, sono state redatte delle schede di simulazione di impatto visivo realizzate con l'ausilio di fotomontaggi.

Schede di documentazione fotografica. Come già detto nella parte introduttiva tra i punti di vista sensibili ne sono stati scelti ventotto per i quali sono state redatte delle schede di simulazione di impatto visivo. I punti di Osservazione PO oggetto di questa ulteriore indagine sono stati scelti sulla base:

- Dell'importanza e delle caratteristiche del vincolo
- Della posizione rispetto all'impianto eolico in progetto
- Della frequentazione ovvero del numero di persone che possono raggiungere il Punto di Osservazione

SIA – SINTESI NON TECNICA

Ovviamente nella scelta dei punti si sono coperte tutte le posizioni intorno al sito in progetto, privilegiando i luoghi maggiormente significativi secondo quanto indicato ai paragrafi precedenti.

Tra i punti sensibili è compreso anche il Centro Storico di Oria, che rappresenta un punto panoramico specifico, indicato nel PPTR e nell'elenco allegato al R.R. 24/2010, con individuazione del cono visivo di 10 km. Come rilevabile anche dalla cartografia allegata (Tav. 31 Progetto Definitivo allegato al SIA), il cono rimane totalmente esterno all'area di impianto, in quanto gli aerogeneratori distano oltre 16 km. Ad ogni modo il punto è stato ugualmente inserito tra i PO.

Le schede contengono le seguenti informazioni:

- Coordinate del punto di vista sensibile
- Localizzazione del punto di vista sensibile (Provincia, Comune, Toponomastica)
- Tipo di vincolo
- Descrizione del punto di vista sensibile
- Descrizione dello scenario attuale (ante operam)
- Descrizione dello scenario futuro (post operam)
- Un inquadramento su stralcio ortofoto, con individuazione dal punto di vista sensibile e la posizione del parco eolico in progetto
- Una foto fatta dal punto di vista sensibile verso l'impianto eolico in progetto
- Una foto che illustra lo stato attuale del punto di vista sensibile

Inoltre per ciascun punto di vista sensibile per cui è redatta la scheda con il foto inserimento sono indicati i seguenti parametri (euristici), il cui significato e la cui quantificazione è ampiamente descritta nel paragrafo successivo:

- **Visibilità Teorica:** il valore potrà essere "SI" o "NO" a seconda che almeno una torre dell'impianto eolico in progetto sia visibile dal punto;
- **Visibilità Impianto:** il valore potrà essere Trascurabile, Molto Basso, Basso, Medio Basso, Medio, Medio Alto, Alto, Molto Alto;
- **Valore del Paesaggio:** il valore potrà essere Trascurabile, Molto Basso, Basso, Medio Basso, Medio, Medio Alto, Alto, Molto Alto;
- **Impatto Visivo:** il cui valore sintetico potrà variare tra 1 e 64 e sarà indicato nella "Matrice di Impatto Visivo", riportata anch'essa nella Scheda.

Infine in ciascuna Scheda sarà messo in evidenza il valore della frequentazione, anche se in realtà la Visibilità dell'Impianto VI è a sua volta funzione della frequentazione F. Tuttavia riteniamo che la frequentazione dia una misura qualitativa importante sulla tipologia e quantità di osservatori potenziali da un punto di vista.

La frequentazione è un parametro di valutazione di impatto visivo prodotto da un parco eolico e introdotto per la prima volta delle Linee Guida della Toscana. La frequentazione può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un

SIA – SINTESI NON TECNICA

sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro frequentazione sarà funzione ($F=R+I+Q$):

- della regolarità (R)
- della quantità o intensità (I)
- della qualità degli osservatori (Q)

Pertanto all'interno di ciascuna scheda sarà introdotto un valore Alto, Medio, Basso per ciascuna di queste variabili che definiscono la frequentazione e per la frequentazione stessa.

Ordine di grandezza dell'impatto. L'effetto visivo è da considerare un fattore che incide non solo sulla percezione sensoriale, ma anche sul complesso di valori associati ai luoghi derivanti dall'interrelazione tra fattori naturali e antropici nella costruzione del paesaggio (MIBAC). Pertanto la quantificazione (o magnitudo) di impatto paesaggistico sarà calcolata con l'ausilio di parametri euristici che finiranno per sintetizzare gli aspetti dinamici (stratificazione storica e di utilizzo del territorio) e spaziali (distanze, visibilità dell'impianto) del paesaggio.

Nel caso di impianti eolici di grossa taglia è evidente che l'aspetto spaziale è predominante, ma sicuramente non ci si può limitare a questo: dobbiamo considerare anche indici che tengano conto degli aspetti più prettamente estetici ovvero di bellezza naturale o più in generale di amenità paesaggistica.

In letteratura vengono proposte varie metodologie, tra le quali, la più utilizzata, quantifica l'impatto paesaggistico (IP) attraverso il calcolo di due indici:

- un indice VP, rappresentativo del valore del paesaggio
- un indice VI, rappresentativo della visibilità dell'impianto

L'impatto paesaggistico IP, in base al quale si possono prendere decisioni in merito ad interventi di mitigazione o a modifiche impiantistiche che migliorino la percezione visiva, viene determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$IP=VP*VI$$

L'indice relativo al valore del paesaggio VP relativo ad un certo ambito territoriale, scaturisce dalla quantificazione di elementi quali:

- la naturalità del paesaggio (N);
- la qualità attuale dell'ambiente percettibile (Q);
- la presenza di zone soggette a vincolo (V).

Una volta quantificati tali aspetti, l'indice VP risulta dalla somma di tali elementi:

$$VP=N+Q+V$$

In particolare,.

Indice di Naturalità del Paesaggio (N). L'indice di naturalità deriva da una classificazione del territorio, a seconda del livello di naturalità delle aree, la naturalità di un paesaggio esprime la misura di quanto una data zona permanga nel suo stato naturale, senza cioè interferenze da parte

SIA – SINTESI NON TECNICA

delle attività umane.

Indice di Qualità (di Antropizzazione) del Paesaggio (**Q**). La percezione attuale dell'ambiente esprime il valore da attribuire agli elementi territoriali che hanno subito una variazione del loro stato originario a causa dell'intervento dell'uomo, il quale ne ha modificato l'aspetto in funzione dei propri usi. Il valore dell'indice Q decresce con all'aumentare del livello di antropizzazione, ossia nel caso di minore presenza dell'uomo e del di tipo di attività.

Indice relativo alla presenza di vincoli (**V**). Il terzo indice definisce le zone che, essendo riconosciute meritevoli di una determinata tutela da parte dell'uomo, sono state sottoposte a una legislazione specifica.

L'interpretazione della visibilità è legata alla tipologia dell'opera ed allo stato del paesaggio in cui la stessa viene introdotta. Gli elementi costituenti un parco eolico (gli aerogeneratori) si possono considerare come un unico insieme e quindi un elemento puntale rispetto alla scala vasta, presa in considerazione, mentre per l'area ristretta, gli stessi elementi risultano diffusi se pur circoscritti, nel territorio considerato. Da ciò appare evidente che sia in un caso che nell'altro tali elementi costruttivi ricadono spesso all'interno di una singola unità paesaggistica e rispetto a tale unità devono essere rapportati. In tal senso, la suddivisione dell'area in studio in unità di paesaggio, permette di inquadrare al meglio l'area stessa e di rapportare l'impatto che subisce tale area agli altri ambiti, comunque influenzati dalla presenza dell'opera. Per definire la visibilità di un parco eolico sono stati determinati i seguenti indici:

- la percettibilità dell'impianto, P
- l'indice di bersaglio, B
- la fruizione del paesaggio o frequentazione, F

da cui si ricava l'indice VI (Visibilità Impianto) risulta pari a:

$$VI = P \times (B + F)$$

Percettibilità P. Per quanto riguarda la percettibilità P dell'impianto, la valutazione si basa sulla simulazione degli effetti causati dall'inserimento di nuovi componenti nel territorio considerato. A tal fine i principali ambiti territoriali sono essenzialmente divisi in tre categorie principali:

- i crinali, i versanti e le colline
- le pianure
- le fosse fluviali.

Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti alla visibilità dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella:

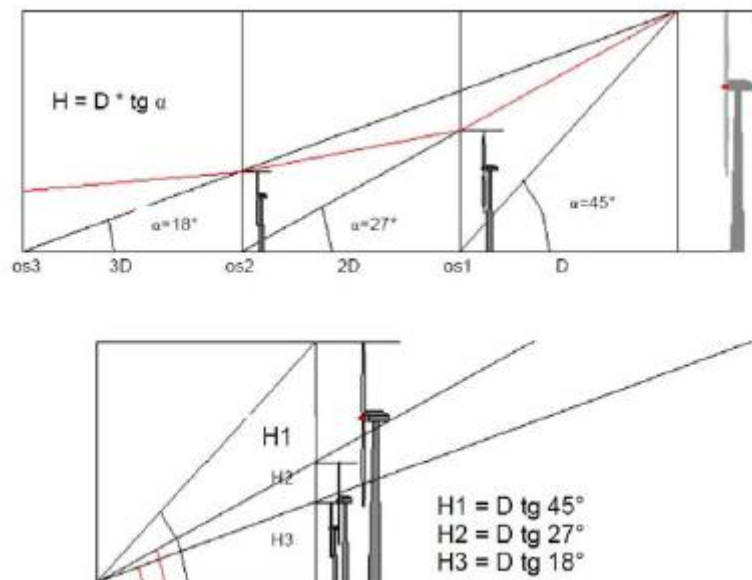
Aree	Indice P
Aree pianeggianti - panoramicità bassa	1 - 1.2
Aree collinari e di versante - panoramicità media	1.5
Aree montane, vette, crinali, altopiani – panoramicità alta	2

Il valore di P per le aree pianeggianti, secondo la letteratura è assunto pari a 1. All'interno dell'area di studio, ossia entro il raggio di 10 km dagli aerogeneratori (50 volte l'altezza massima), si è ritenuto aumentare questo indice in modo conservativo, portandolo a 1,2, in

SIA – SINTESI NON TECNICA

considerazione delle caratteristiche morfologiche del territorio, che, per quanto non si possa che definire pianeggiante, di fatto presenta leggere variazioni di quota, che vanno dal livello del mare della costa sino a circa 100 m s.l.m. della fascia Nord che comprende Oria ed il cordone dunale fossile ad Est in direzione San Donaci. In questo modo si ritiene che il risultato ottenuto non possa risentire di eventuali sottostime.

Indice Bersaglio B. Con il termine "bersaglio" (B), si indicano quelle zone che per caratteristiche legate alla presenza di possibili osservatori, percepiscono le maggiori mutazioni del campo visivo a causa della presenza di un'opera. Sostanzialmente quindi i bersagli sono zone (o punti) in cui vi sono (o vi possono essere) degli osservatori, sia stabili (città, paesi e centri abitati in genere), sia in movimento (strade e ferrovie), pertanto nel caso specifico coincidono con i punti di osservazione definiti. Il metodo usato per valutare l'andamento della sensibilità visiva in funzione della distanza è schematizzato nella seguente figura.



Tale metodo considera una distanza di riferimento D fra l'osservatore e l'oggetto in esame (aerogeneratore), in funzione della quale vengono valutate le altezze dell'oggetto percepite da osservatori posti via via a distanze crescenti. La distanza di riferimento D coincide di solito con l'altezza HT dell'oggetto in esame, in quanto in relazione all'angolo di percezione α (pari a 45°), l'oggetto stesso viene percepito in tutta la sua altezza. All'aumentare della distanza dell'osservatore diminuisce l'angolo di percezione (per esempio pari a $26,6^\circ$ per una distanza doppia rispetto all'altezza della turbina) e conseguentemente l'oggetto viene percepito con una minore altezza, corrispondente all'altezza H di un oggetto posto alla distanza di riferimento D dall'osservatore. L'altezza percepita H risulta funzione dell'angolo α secondo la relazione:

$$H = D * \text{tg}(\alpha)$$

Sulla base del comune senso di valutazione, è possibile esprimere un commento qualitativo sulla sensazione visiva al variare della distanza, definendo un giudizio di percezione,

SIA – SINTESI NON TECNICA

così come riportato nella seguente tabella, dove:

HT= altezza del sistema rotore + aerogeneratore pari a 200 m

D= distanza dall'aerogeneratore

H= altezza percepita dall'osservatore posto ad una distanza multipla di D

Si evidenzia come l'elemento osservato per distanze elevate tende a sfumare e si confonde con lo sfondo. Nel nostro caso, una turbina eolica alta 200 metri, già a partire da distanze di circa 10 km si determina una bassa percezione visiva, gli aerogeneratori finiscono per confondersi sostanzialmente con lo sfondo. Questo in assoluta coerenza con la definizione dell'area di studio di dettaglio.

Le considerazioni sopra riportate si riferiscono alla percezione visiva di un'unica turbina, mentre per valutare la complessiva sensazione panoramica di un parco eolico composto da più turbine è necessario considerare l'effetto di insieme.

L'effetto di insieme dipende notevolmente oltre che dall'altezza e dalla distanza delle turbine, anche dal numero degli elementi visibili dal singolo punto di osservazione rispetto al totale degli elementi inseriti nel progetto. In base alla posizione dei punti di osservazione e all'orografia della zona in esame si può definire un indice di affollamento del campo visivo IAF o indice di visione azimutale.

L'indice di affollamento I_{AF} è definito come la percentuale (valore compreso tra 0 e 1) di turbine eoliche che si apprezzano dal punto di osservazione considerato, assumendo un'altezza media di osservazione (1,6 m per i centri abitati ed i punti di osservazione fissi).

Nel nostro caso IAF è stato definito dalle mappe di intervisibilità teorica nell'ipotesi che l'osservatore percepisca almeno metà del rotore (dalla navicella in su) dell'aerogeneratore.

Pertanto avremo che l'indice di bersaglio B per ciascun Punto di Vista Sensibile scelto sarà pari a:

$$B=H*I_{AF}$$

Dove:

- il valore di H dipende dalla distanza di osservazione rispetto alla prima torre traguardabile e sarà calcolato (con approssimazione per eccesso) dalla Tabella sopra riportata

- il valore di IAF varia da 0 a 1, con IAF=0 quando nessuno degli aerogeneratori è visibile, IAF=1 quando tutti gli aerogeneratori sono visibili da un punto.

In pratica l'indice di Bersaglio B potrà variare tra 0 e 10. Sarà pari a zero nel caso di in cui:

- IAF=0, nessuno degli aerogeneratori è visibile.

Sarà pari a 10 nel caso in cui:

- H=10 (distanza dell'osservatore fino a 1 km)
- IAF=1, tutti gli aerogeneratori visibili.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Indice di Fruibilità o di Frequentazione. Infine, l'indice di fruibilità F stima la quantità di persone che possono raggiungere, più o meno facilmente, le zone più sensibili alla presenza del parco eolico, e quindi trovare in tale zona la visuale panoramica alterata dalla presenza dell'opera.

I principali fruitori sono le popolazioni locali e i viaggiatori che percorrono le strade e le ferrovie limitrofe e comunque a distanze per le quali l'impatto visivo teorico è sempre superiore al valor medio. L'indice di frequentazione viene quindi valutato sulla base della densità degli abitanti residenti nei singoli centri abitati e dal volume di traffico per strade e ferrovie.

La frequentazione è un parametro di valutazione di impatto visivo prodotto da un parco eolico e introdotto per la prima volta delle Linee Guida della Toscana. La frequentazione può essere regolare o irregolare con diversa intensità e caratteristiche dei frequentatori, il valore di un sito sarà quindi anche dipendente dalla quantità e qualità dei frequentatori (MIBAC).

Il nostro parametro frequentazione sarà funzione ($F=R+I+Q$):

- della regolarità (R)
- della quantità o intensità (I)
- della qualità degli osservatori (Q)

Nel caso di centri abitati, strade, zone costiere, abbiamo R= alto, I=alto, Q=alto e quindi F= alta:

Nel caso di zone archeologiche, abbiamo: R= media, I=bassa, Q=molto alto e quindi F= medio -alta

Nel caso di zone rurali, abbiamo: R= bassa, I=media, Q=medio-basso e quindi F= media

E' evidente che nella definizione quantitativa di questo indice si è partiti da principi di semplificazione ma si è approdati a valori da considerare altamente conservativi.

La **Matrice di Impatto Visivo** evidenzia un valore medio alto del Valore Paesaggistico VP, vista la presenza nel raggio di alcuni chilometri dell'impianto di alcune aree SIC, in particolare nella fascia costiera a Sud dell'impianto; il valore della Visibilità dell'Impianto VI è invece molto basso, in considerazione della geomorfologia dell'area vasta e soprattutto della presenza di numerosi ostacoli costituiti principalmente da diffuse alberature (boschi ed uliveti) e, a distanze maggiori, dai centri abitati.

L'analisi dei singoli punteggi, riportata nella tabella che segue alle pagine successive, evidenzia inoltre:

- Il valore massimo per l'indice I di impatto visivo è di 40 su un massimo assoluto di 64, ottenuto nel PS n. 2 (*Malvindi Campofreddo*), già esaminato nell'esempio di dettaglio al paragrafo precedente; come visto si tratta di un bene vincolato (BP142 m), per cui è massimo il Valore del Paesaggio ($VP_{norm} = 8$); la Visibilità dell'Impianto è superiore alla media ($VI_{norm} = 5$) per la posizione privilegiata e soprattutto per la contenuta distanza dal parco eolico;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- In totale sono solo 3 Punti Sensibili a superare la metà del valore massimo assoluto; al PS n. 2 si aggiungono il PS n. 27 ed il PS n. 28, molto vicini tra loro, che individuano il Santuario di S. Antonio alla macchia ed i boschi circostanti;
- In complesso i PS che superano il valore di 25, che risulterebbe da VPn medio e VIn medio, sono in totale 21;
- I punteggi del valore dell'impatto sui punti sensibili sono rappresentati graficamente nella figura 8. Quelli più alti finora elencati sono individuabili nei colori rosso ed arancio; nell'area più prossima all'impianto sono individuabili i valori più elevati, dovuti alla presenza di alcuni vincoli archeologici, quale Malvindi Campofreddo, valore massimo, con visibilità estesa a tutto l'impianto a distanze ridotte. All'esterno dell'area ristretta si riduce gradualmente il valore in considerazione della scarsa presenza di aree ad elevata qualità paesaggistica (vedi anche figura 7), si unisce la graduale diminuzione dell'impatto a causa della distanza e della presenza di ostacoli naturali.

SIA – SINTESI NON TECNICA

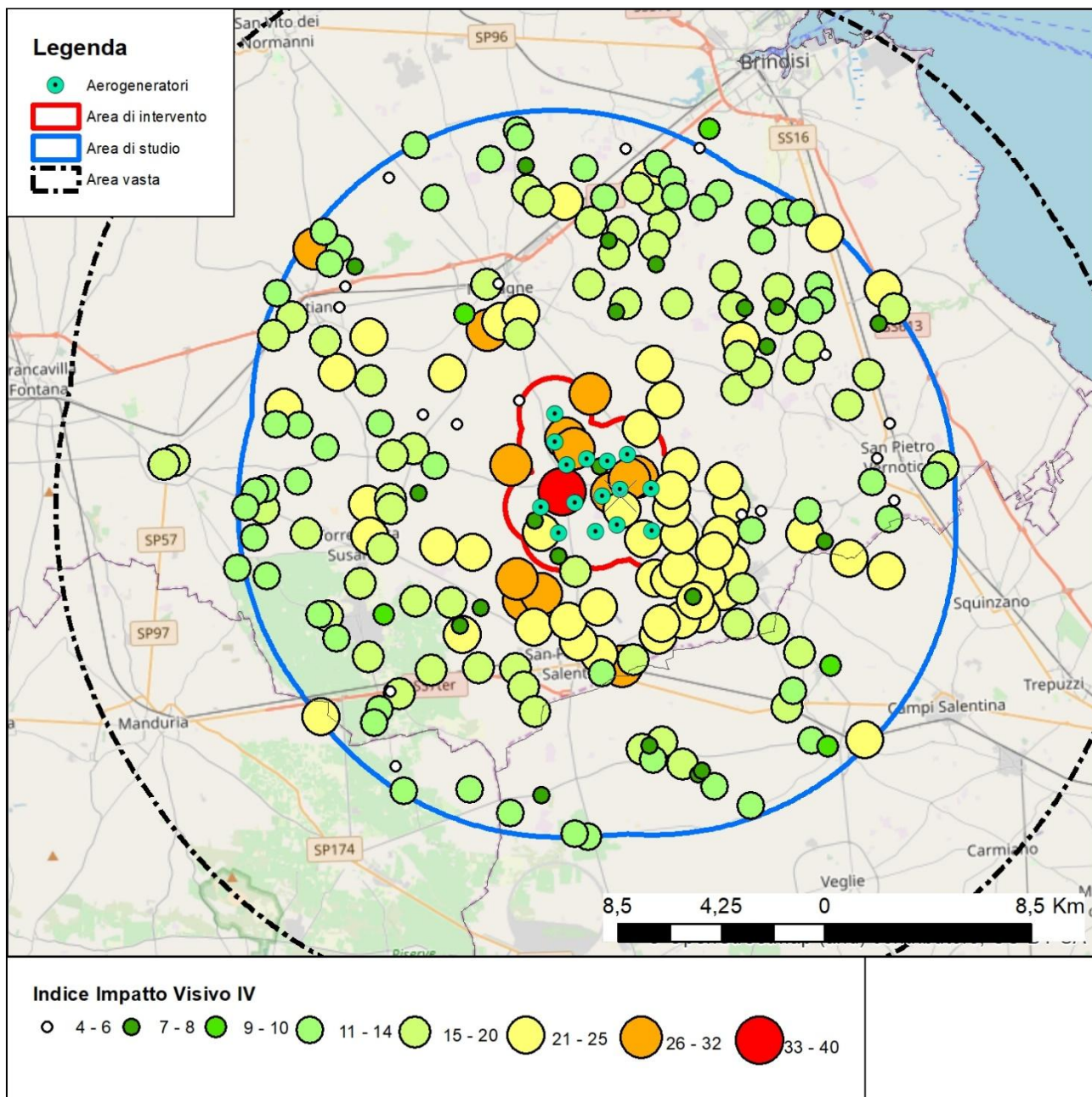


Figura 1 - Valore dell'Impatto sui Punti Sensibili

I punteggi del valore dell'impatto sui punti sensibili sono rappresentati graficamente in figura. I valori maggiori dell'impatto sono concentrati all'interno dell'area di studio, mentre a distanze superiori ai 10 km, anche sulla costa o in posizioni privilegiate, quale il centro storico di Oria, l'impatto è decisamente inferiore.

Conclusioni

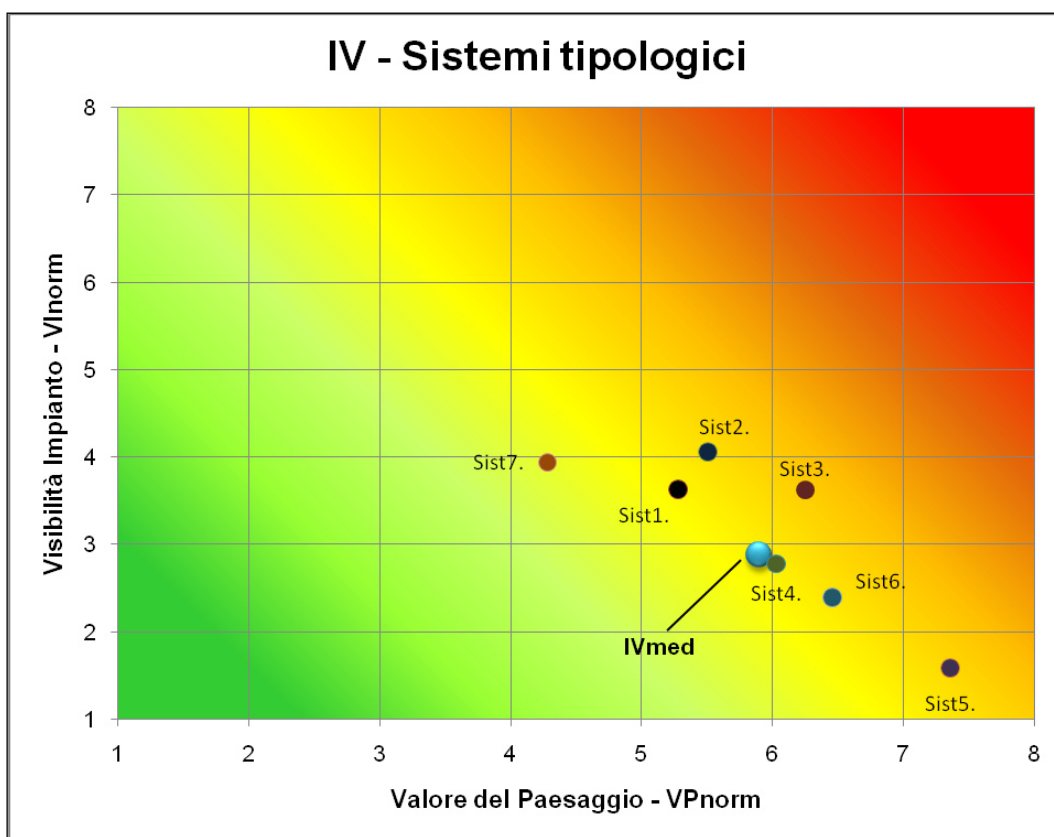
L'analisi quantitativa dell'impatto visivo, condotta avvalendosi degli indici numerici di Valore del Paesaggio VP e Visibilità dell'Impianto VI fornisce una base per la valutazione complessiva dell'impatto del progetto.

Il punteggio medio del valore dell'impatto è sufficientemente contenuto, mentre l'analisi

SIA – SINTESI NON TECNICA

di dettaglio evidenzia dei valori puntuali mediamente elevati, fino ad un massimo di 40/64.

Con riferimento ai sistemi tipologici presenti nell'area, la matrice riassuntiva evidenzia come i sistemi 5 (aree protette) e 6 (aree con vincolo paesaggistico) siano quelli dal valore paesaggistico maggiore, a fronte di altri sistemi che sono maggiormente distribuiti dal punto di vista geografico in tutto l'entroterra e che presentano contesti di valore in maniera discontinua e poco diffusa. In entrambi i casi l'impatto è però contenuto da una scarsa visibilità complessiva dell'impianto, che risulta invece massima (ancorchè comunque sotto la media) per il sistema 7, che, individuando i centri abitati, presenta naturalmente valore paesaggistico basso; le posizioni dei punti sensibili esaminate sono quelle che massimizzano la fruizione del paesaggio, dunque spesso nelle periferie dei comuni, lungo la viabilità di uscita dagli stessi.



Questi risultati, però, ottenuti con un metodo teorico di quantificazione, devono essere ulteriormente valutati con la verifica in campo, di cui i fotoinserti costituiscono un importante riscontro; i Punti di Osservazione utilizzati per le riprese fotografiche sono stati scelti proprio tra i punti sensibili per i quali è più alto il valore teorico dell'impatto, compatibilmente con i dati provenienti dalle mappe di intervisibilità, indice ancora una volta teorico, e tenendo in considerazione la verifica sperimentale dell'effettivo valore del fotoinserto ai fini della valutazione complessiva dell'incidenza dell'impatto visivo.

I fotoinserti, che sono allegati alla presente relazione, evidenziano in alcuni casi una visibilità molto inferiore a quella teorica; questi esiti, a volte in forte contrasto coi valori teorici di impatto, portano alla formulazione delle seguenti considerazioni:

- La morfologia del territorio prevalentemente pianeggiante, senza la presenza di veri e propri punti sopraelevati panoramici, è tale da limitare molto la visibilità dell'impianto;

SIA – SINTESI NON TECNICA

spesso la libertà dell'orizzonte è impedita dalla presenza di ostacoli anche singoli e puntuali;

- La presenza diffusa di alberature anche non estese e quindi non segnalate nella cartografia, oltre a quella persistente dei segni della antropizzazione dell'area (in particolare recinzioni e alberature perimetrali lungo le strade, edifici medio-piccoli anche in zone rurali, sostegni di linee elettriche e telefoniche aeree) costituiscono una costante nelle riprese fotografiche, per le quali spesso è stato difficoltoso individuare una posizione con orizzonte sufficientemente libero;
- Si è posta attenzione alla verifica dell'impatto nelle posizioni più importanti dal punto di vista del valore del paesaggio. Le aree archeologiche prossime all'area di impianto sono certamente interessate da un impatto più significativo rispetto alle aree più distanti, ma sono di fatto aree a bassissima frequentazione; di contro le posizioni più soggette a presenze di persone, come l'abitato di Oria o il Castello Svevo di Mesagne, sono in parte protette dall'impatto, in virtù dell'elevata distanza nel primo caso e della schermatura delle abitazioni limitrofe in entrambi; in parte interessato dall'impatto è il cordone dunale fossile che da Oria si estende verso Est, che, percorrendo la SP51, si avvicina progressivamente all'impianto.

In conclusione si può fondatamente ritenere che l'impatto visivo sia fortemente contenuto da queste caratteristiche del territorio e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Conclusioni sull'analisi degli impatti

I risultati dello studio condotto per le diverse componenti ambientali interferite in maniera significativa si possono riassumere nella tabella sotto riportata.

COMPONENTE	FASE DI COSTRUZIONE	FASE DI ESERCIZIO	FASE DI DISMISSIONE
ATMOSFERA	T-	B+	T-
RADIAZIONI NON IONIZZANTI		BB -	
SUOLO E SOTTOSUOLO	MB	B -	T +
RUMORE E VIBRAZIONI	BB -	B -	BB -
ECOSISTEMI	B -	MB -	B -
FAUNA	T -	MB -	T -
VEGETAZIONE	B -	B -	T -
PAESAGGIO E PATRIMONIO STORICO-ARTISTICO	B -	M -	T -

Analizzando la tabella emerge che nella **fase di costruzione** gli unici impatti significativi sono dovuti alla costruzione delle strade di collegamento e delle aree di lavorazione che producono interazioni con la pedologia e la morfologia delle aree direttamente interessate. Le conseguenze di tali impatti saranno mitigate mediante le attività di ripristino ambientale che riporteranno i luoghi ad una situazione molto simile a quella originaria. Le strade di collegamento non saranno pavimentate integrandosi con le numerose strade interpoderali già esistenti. Ulteriori modesti impatti saranno prodotti dalla rumorosità emessa durante le operazioni di costruzione e dalle polveri sollevate. Tali impatti sono da considerarsi modesti per la durata limitata nel tempo e la bassa magnitudo.

Nella **fase di esercizio**, gli impatti principali sono rappresentati dall'inquinamento visivo e dal disturbo arrecato alla fauna e agli ecosistemi, in misura minore il rumore.

Per quanto riguarda il paesaggio la posizione degli aerogeneratori in posizione arretrata rispetto alla costa limita fortemente l'impatto sulle aree di interesse turistico. D'altra parte non esiste alcuno studio che abbia dimostrato una correlazione negativa tra luoghi di frequentazione turistica ed esistenza in prossimità degli stessi di parchi eolici.

La morfologia del territorio prevalentemente pianeggiante, senza la presenza di veri e propri punti sopraelevati panoramici, è tale da limitare molto la visibilità dell'impianto. Il centro storico di Oria che sovrasta la piana è comunque lontano (16 km circa). Tale distanza benché non escluda la visibilità limita notevolmente l'impatto sino quasi ad annullarlo.

La presenza diffusa di alberature (oliveti) anche non estese e quindi non segnalate nella

SIA – SINTESI NON TECNICA

cartografia, oltre a quella persistente dei segni della antropizzazione dell'area (in particolare recinzioni e siepi perimetrali lungo le strade, edifici medio-piccoli anche in zone rurali, sostegni di linee elettriche e telefoniche aeree) costituiscono una costante del paesaggio ed è quindi difficile individuare una posizione con orizzonte sufficientemente libero. Il parco eolico è difficilmente visibile per intero e mai per lunghi tratti per un osservatore che si muove anche lungo le strade limitrofe al sito di intervento.

In conclusione si può fondatamente ritenere che l'impatto visivo sia fortemente contenuto da queste caratteristiche del territorio e che pertanto l'intervento proposto sia compatibile con gli obiettivi di conservazione dei valori del paesaggio.

L'impatto di rumore e vibrazioni risulta limitato all'area ristretta limitrofa alle posizioni delle torri e comunque tale da rispettare i limiti di emissione previsti dalla normativa vigente. L'edificio rurale abitato dista circa 600 m dall'aerogeneratore più vicino MSG08. Tale distanza di fatto impedisce che su questo e sugli altri ricettori si superino i limiti imposti dalla legge.

Infine, nella **fase di dismissione**, gli impatti prodotti saranno analoghi a quelli durante la fase di costruzione, tipici di lavorazioni di cantiere. Si sottolinea come le operazioni di ripristino e la completa smantellabilità degli aerogeneratori, permetterà, al termine di vita dell'impianto, la totale reversibilità degli impatti prodotti.

La realizzazione del Progetto apporterebbe i seguenti benefici ambientali, tecnici ed economici:

riduce le emissioni globali di anidride carbonica, contribuendo a combattere i cambiamenti climatici prodotti dall'effetto serra e a raggiungere gli obiettivi assunti dall'Unione Europea con l'adesione al protocollo di Kyoto;

induce sul territorio interessato benefici occupazionali e finanziari sia durante la fase di costruzione che durante l'esercizio degli impianti.

Alla luce delle analisi svolte, si ritiene che il Progetto sia complessivamente compatibile con l'ambiente ed il territorio in cui esso si inserisce, inoltre tutti gli impatti prodotti dalla realizzazione dell'impianto eolico sono reversibili, e terminano all'atto di dismissione dell'opera a fine della vita utile (20 anni).

SIA – SINTESI NON TECNICA

6. ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI

PPTR	Piano Paesaggistico Territoriale Regionale
TOC	Trivellazione Orizzontale Controllata
SE TERNA	Stazione Elettrica Terna
SSE	Sotto Stazione Elettrica
BR	Provincia di Brindisi
TA	Provincia di Taranto
LE	Provincia di Lecce
DPA	Distanza di Prima Approssimazione per il campo elettromagnetico
CTR	Carta Tecnica Regionale
AdB	Autorità di Bacino della Puglia
PTA	Piano di Tutela delle Acque
WTG	Wind Generator Turbine (aerogeneratore)
NTA	Norme Tecniche di Attuazione
PRG	Piano Regolatore Generale