

**REGIONE PUGLIA
COMUNE DI AVETRANA
PROVINCIA DI TARANTO**

**PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI IMPIANTO PER LA
PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA DA FONTE EOLICA,
NONCHE' OPERE ED INFRASTRUTTURE CONNESSE, DI POTENZA
INSTALLATA DI 63 MW DENOMINATO "AVETRANA ENERGIA"**

OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN NEL COMUNE DI ERCHIE (BR)

PROGETTO DEFINITIVO

Codice STMG Terna: 201800410 – Identificativo AU Regione Puglia: PFQVY05

Tavola :

R.35

Titolo :

Sintesi non Tecnica

Cod. Identificativo elaborato :

PFQVY05_StudioFattibilitaAmbientale_35

Progetto:



Via San Lorenzo 155 - cap 72023 MESAGNE (BR)
P.IVA 02549880744 - REA BR-154453 - enerwInd@pec.it



Via Milizia n.55 - 73100 LECCE (ITALY)
P.IVA 04258790759 - msc.innovativesolutions@pec.it



Via V.M. Stampacchia, 48
73100 - LECCE
stcprogetti@legalmail.it

Dott. Ing. Fabio Calcarella
Piazza Mazzini, 64 - 73100 - Lecce (LE)
tel. +39 0832 1594953 - fabio.calcarella@gmail.com



Committente:

AVETRANA ENERGIA s.r.l.

Piazza del Grano n.3 - cap 39100 BOLZANO (BZ)
P.IVA 03050420219 - REA BZ 227626 - avetrana.energia@legalmail.it

SOCIETA' DEL GRUPPO



FRI-EL GREEN POWER S.p.A.
Piazza della Rotonda, 2 - 00186 Roma (RM) - Italia
Tel. +39 06 6880 4163 - Fax. +39 06 6821 2764
Email: info@fri-el.it - P. IVA 01533770218

Indagine Specialistiche :

Data	Revisione	Redatto	Approvato
Gennaio 2020	Prima Emissione	FC-SM	MT

Data: Gennaio 2020

Scala:

File:

Controllato:

Formato: **A4**

Ai sensi e per gli effetti degli art.9 e 99 della Legge n.633 del 22 aprile 1941 , ci riserviamo la proprietà intellettuale e materiale di questo elaborato e facciamo espresso divieto a chiunque di renderlo noto a terzi o di riprodurlo anche in parte, senza la nostra preventiva autorizzazione scritta.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Sommario

1.	LOCALIZZAZIONE E CARATTERISTICHE DEL PROGETTO	2
2.	MOTIVAZIONE DELL'OPERA	12
3.	ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE	14
1.	Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia.....	14
2.	Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico	15
3.	Alternativa localizzativa	16
4.	CARATTERISTICHE DIMENSIONALI E FUNZIONALI DEL PROGETTO.....	17
4.	Principali caratteristiche tecniche del progetto	17
5.	Aerogeneratori.....	17
6.	Fondazioni	18
7.	Trincee ed elettrodotti.....	19
8.	Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE).....	20
9.	Strade e piste.....	20
10.	Aree di cantiere per l'installazione degli aerogeneratori (piazze).....	21
11.	Mezzi d'opera ed accesso all'area di intervento.....	21
12.	Esercizio e funzionamento dell'impianto	22
13.	Utilizzazione delle risorse naturali	22
14.	Dismissione dell'impianto	23
5.	ANALISI DEGLI IMPATTI.....	24
15.	Individuazione degli impatti – Fase di Scoping.....	24
16.	Atmosfera.....	27
17.	Radiazioni non ionizzanti.....	29
18.	Acque superficiali e sotterranee	34
19.	Suolo e sottosuolo	35
20.	Rumore	38
21.	Flora e vegetazione	54
22.	Fauna e avifauna.....	57
23.	Ecosistema	Errore. Il segnalibro non è definito.
24.	Impatto visivo.....	59
25.	Conclusioni sull'analisi degli impatti	80
6.	ELENCO PRINCIPALI ACRONIMI.....	84

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 in acciaio di altezza 119 m, di n. 15 aerogeneratori con potenza unitaria di 4,2 MW e potenza complessiva di 63 MW. Gli aerogeneratori avranno rotore tripala del diametro di 162 m.

Il Parco Eolico è denominato “Avetrana Energia”. Il proponente è la società Avetrana Energia S.r.l.

Il Parco Eolico propriamente detto (plinti di fondazione, piste di nuova realizzazione, cavidotti interrati fra gli aerogeneratori) interesserà un’area agricola ricadente nel Comune Avetrana, nella parte sud della provincia di Taranto al confine con le province di Lecce e Brindisi, a 6,1 km circa dalla costa ionica.

E’ previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA Erchie (in agro di Erchie), 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 24 km circa ed interesserà i territori comunali di San Pancrazio Salentino (BR) in piccola parte, Avetrana (TA) e Erchie (BR). Il collegamento elettrico tra SSE utente e SE TERNA Erchie sarà realizzato con cavo AT interrato a 150 kV di lunghezza pari a 235 m circa (in agro di Erchie)

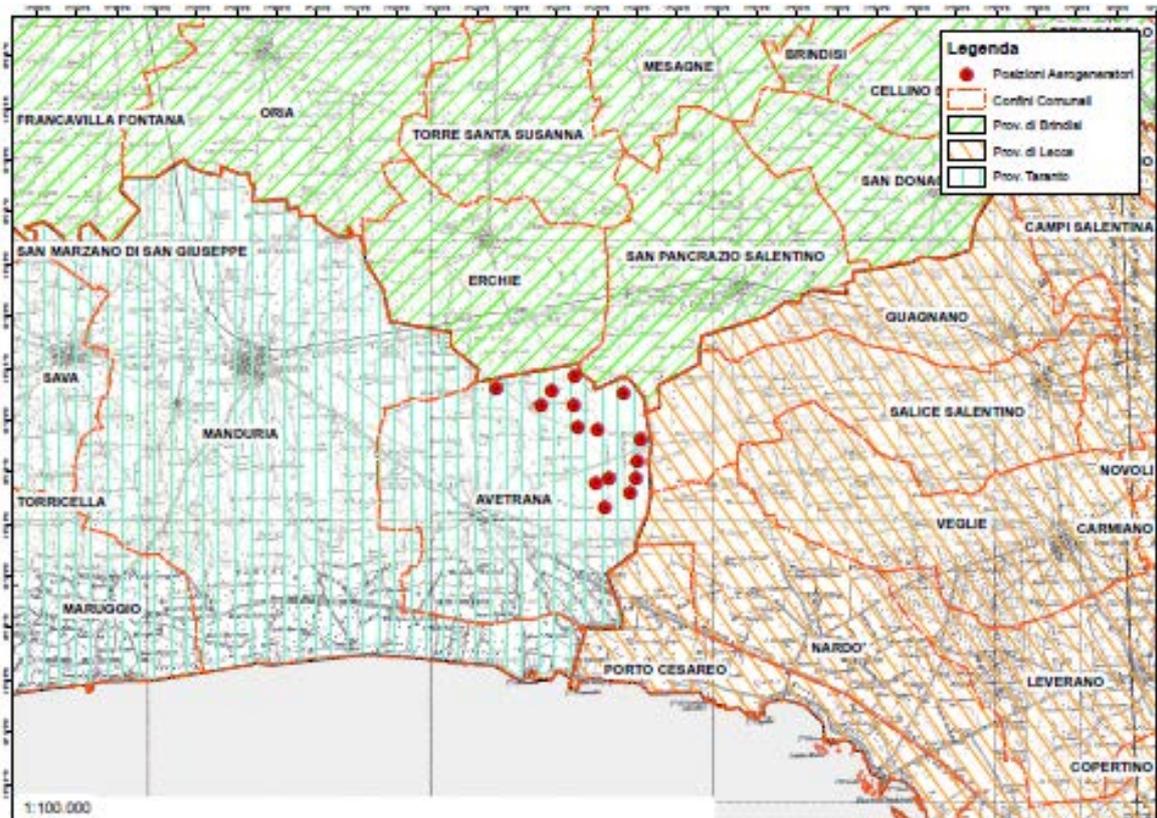
La realizzazione dell’intervento è prevista in un’area della parte sud-orientale della Provincia di Taranto al confine con le province di Lecce e Brindisi. Le posizioni di tutti i quindici aerogeneratori sono nel territorio comunale di Avetrana in un’area con destinazione d’uso agricola. Rispetto all’area di impianto gli abitati più vicini sono:

- Avetrana (TA) 2,5 km a ovest dell’aerogeneratore AV10;
- San Pancrazio Salentino (BR) 4,1 km a nord-est dell’aerogeneratore AV06;
- Manduria (TA) 7,1 km a nord-ovest dell’aerogeneratore AV01;
- Erchie (BR) 3,9 km a nord dell’aerogeneratore AV01;
- Abitazioni sul litorale in località Punta Prosciutto 5,5 km a nord dell’aerogeneratore AV14;

La distanza dalla costa ionica è di circa 6,1 km (aerogeneratore AV14).

Nello Studio Di Impatto Ambientale è individuata *un’Area Ristretta o di Intervento* (intorno di 2 km dagli aerogeneratori) e *un’Area di Studio o di Interesse* (inviluppo di 10 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.

SIA – SINTESI NON TECNICA



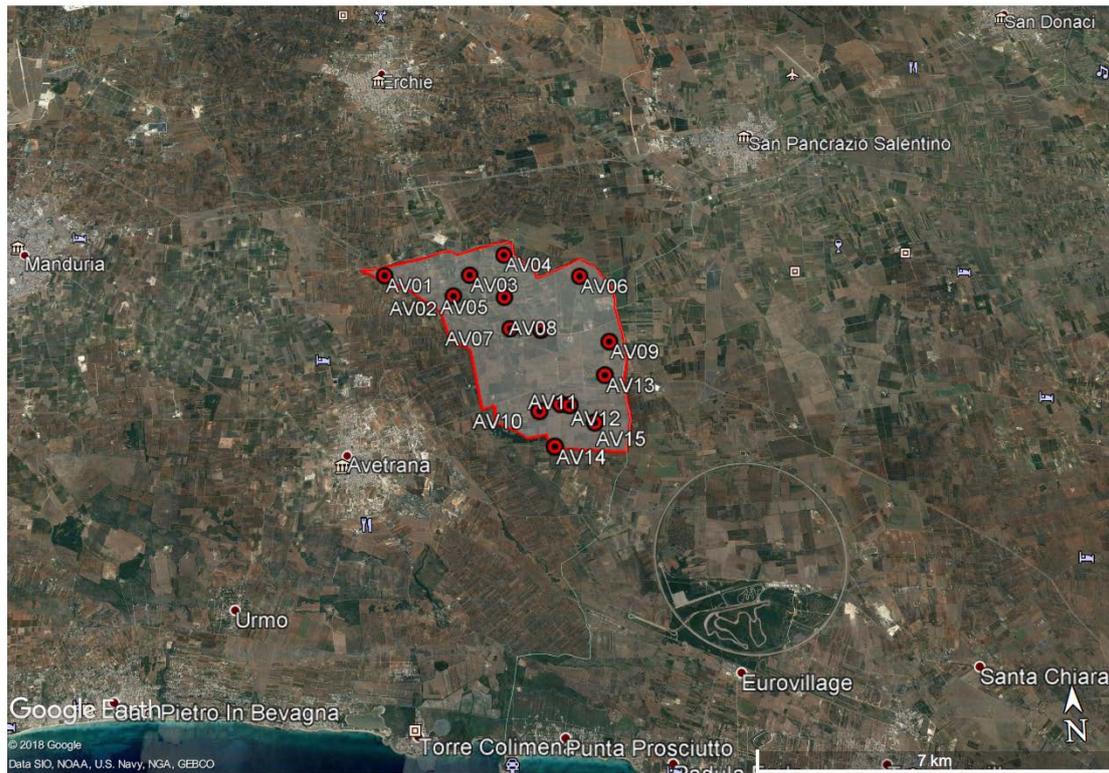
Localizzazione dell'Area di impianto al limite delle tre province di Brindisi, Taranto e Lecce

SIA – SINTESI NON TECNICA

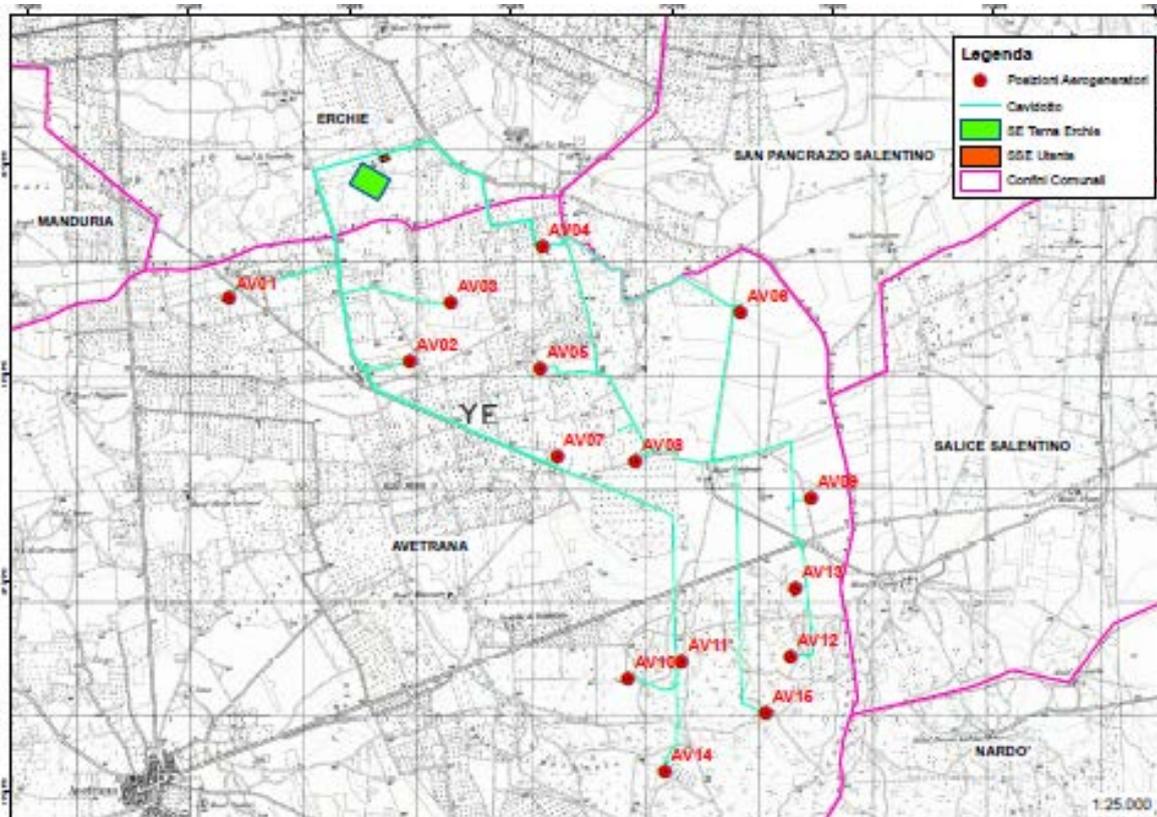


Inquadramento dell'impianto eolico con Area Ristretta e Area di Intervento

SIA – SINTESI NON TECNICA



Area di intervento



Lay-out impianto eolico con cavidotto

SIA – SINTESI NON TECNICA

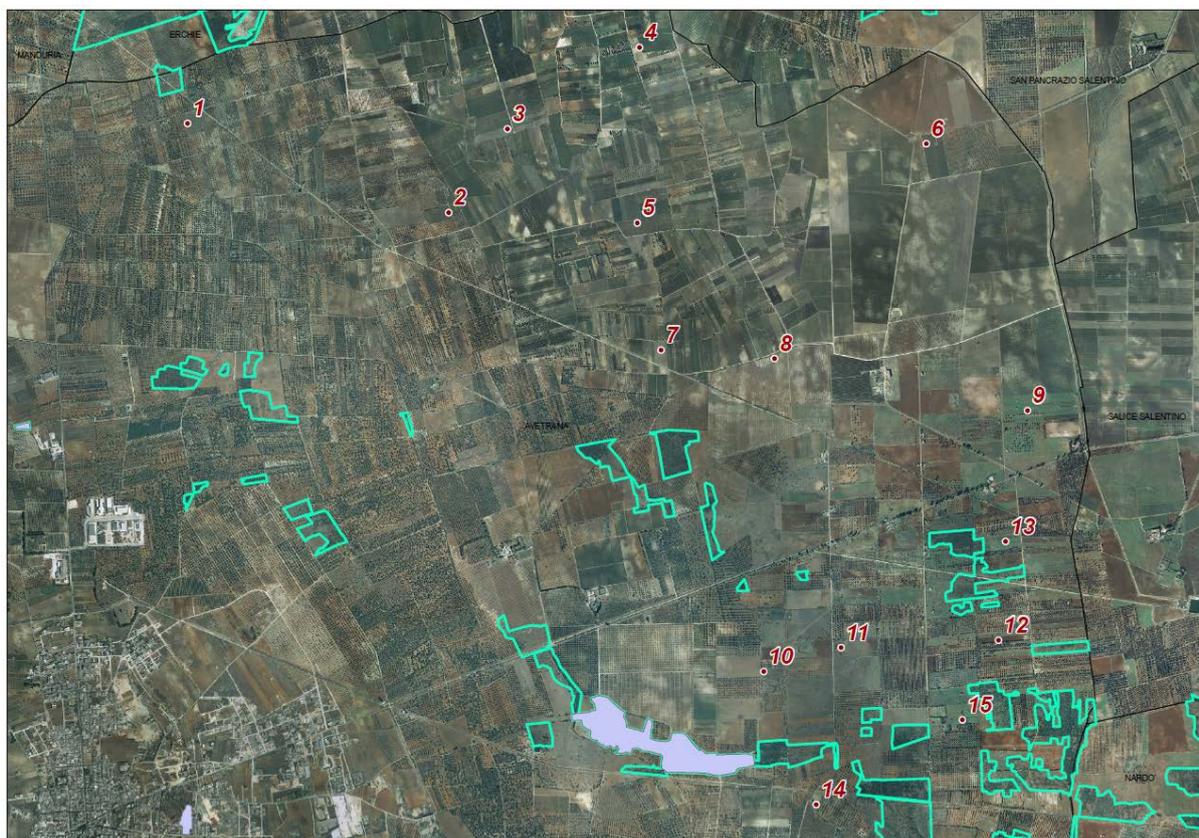
Area di Intervento. L'Area di Intervento si inserisce all'interno di un ideale quadrilatero con i vertici rappresentati dai comuni di San Pancrazio (BR) a nord-est, Avetrana (TA) a sud-ovest, Manduria (TA) a nord-ovest, Erchie (BR) a nord, al confine tra le province di Brindisi e Taranto, e dista circa 6 km dalla costa ionica pugliese nel tratto tra Punta Prosciutto e Torre Colimena.

L'Area di Intervento si inserisce all'interno di un ideale quadrilatero con i vertici rappresentati dai comuni di San Pancrazio (BR) a nord-est, Avetrana (TA) a sud-ovest, Manduria (TA) a nord-ovest, Erchie (BR) a nord, al confine tra le province di Brindisi e Taranto, e dista circa 6 km dalla costa ionica pugliese nel tratto tra Punta Prosciutto e Torre Colimena.

L'Area di Intervento presenta le caratteristiche tipiche del "mosaico" del Tavoliere Salentino: uliveti che si alternano a vigneti ed aree a seminativo separati fra loro e delimitati dai tipici muretti a secco. Questo paesaggio è il risultato di una centenaria attività di antropizzazione che ha fortemente modificato la fisionomia originaria del territorio, caratterizzandolo, fra l'altro, con numerosi segni antropici: muretti a secco, pozzi e cisterne, masserie. Lungo i muretti a secco spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa.

A sud della SP 144, nell'area interessata dagli aerogeneratori AV12, AV 13, AV 14, AV15 sono presenti alcune zone a macchia di tipo relittuale, comunque non interessate direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Altre zone a macchia le troviamo a sud degli aerogeneratori AV07 e AV08, e a nord dell'aerogeneratore AV01.

Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti, ed aree a macchia.



SIA – SINTESI NON TECNICA

Aree a macchia perimetrata in verde nell'intorno degli aerogeneratori più a sud di progetto



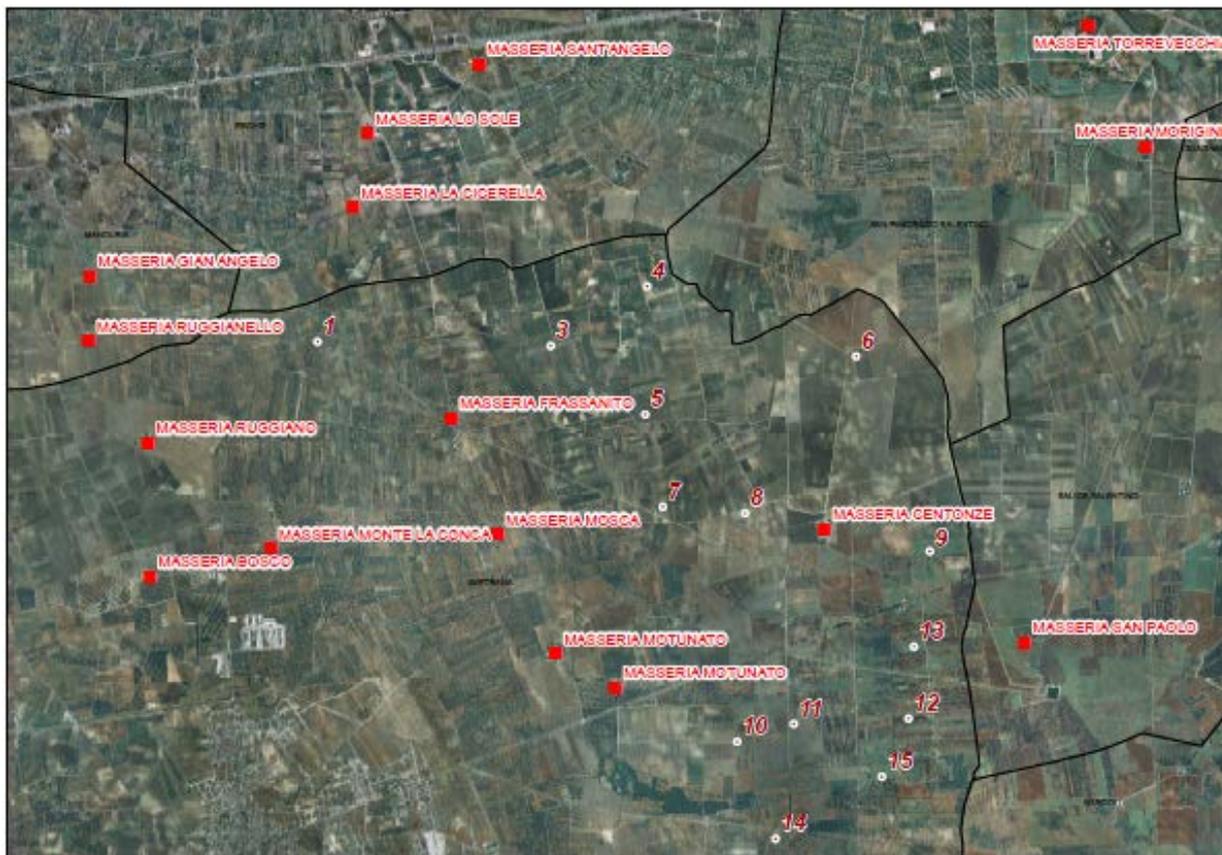
Macchia steppica contigua all'area di impianto

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

- Masseria Frassanito (rudere) 430 m a ovest dell'aerogeneratore AV02 di progetto;
- Masseria Centonze 630 m a est dell'aerogeneratore AV08 di progetto
- Masseria San Paolo 750 m a est dell'aerogeneratore AV13 di progetto.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA



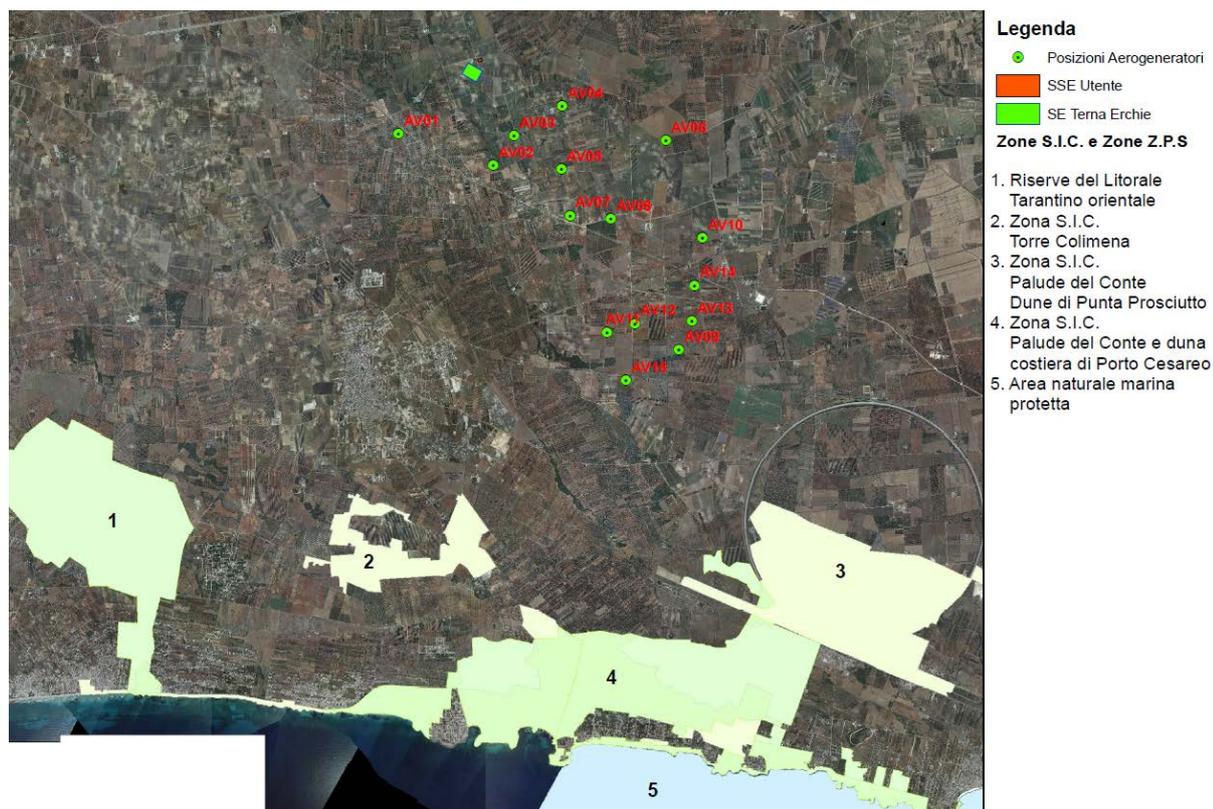
Area Studio o di Interesse. E' l'area di inviluppo di 10 km dagli aerogeneratori. All'interno dell'Area di Studio o Interesse si estende ad una distanza minima di circa 6 km dagli aerogeneratori un tratto della costa salentina ionica che va da Porto Cesareo a San Pietro in Bevagna, caratterizzata da una morfologia in gran parte bassa e sabbiosa che sia alterna a tratti con scogliera molto bassa (Torre Colimena).

Gli arenili un tempo erano chiusi da aree umide retrodunali poiché gli alti cordoni sabbiosi, impedivano il deflusso delle acque superficiali verso il mare, o comunque da aree con la tipica macchia mediterranea.

La presenza di aree paludose o di estese zone a macchia ha di fatto impedito per secoli l'insediamento antropico lungo la costa, i cui unici segni sono rappresentati dal sistema di torri costiere. Le zone retrodunali un tempo paludose sono state bonificate nel dopoguerra con l'utilizzo di idrovore e con la realizzazione di un complesso sistema di canali e bacini artificiali. La bonifica ha permesso da una parte l'impianto di colture arboree quali uliveti, mandorleti, vigneti e frutteti o di seminativi, dall'altro lo sfruttamento turistico dell'area, con la realizzazione di strade litoranee e insediamenti urbani lungo la costa, ed insediamenti turistici e stabilimenti balneari a carattere prettamente stagionale.

Oggi molte aree in prossimità della costa sono aree protette regionali o nazionali, l'aerogeneratore di progetto AV15 è il più vicino a tali aree e dista poco più di 3 km, dal SIC Palude del Conte e di Punta Prosciutto, in corrispondenza delle aree all'interno della Pista Automobilistica di Nardò.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Le aree naturali protette in prossimità della costa a sud dell'impianto eolico in progetto

La rete viaria esistente è sufficiente a raggiungere i siti con i mezzi speciali necessari al trasporto dei tronchi delle torri, degli aerogeneratori, dei rotori e delle pale. Sono previsti allargamenti temporanei (nella fase di cantiere) per l'accesso dalle Strade Provinciali, adeguamento di alcune strade comunali (allargamento), in particolare in corrispondenza dell'accesso alle piazzole delle torri.

I principali componenti di impianto (navicelle, pale) arriveranno dal porto di Brindisi o dal porto di Taranto secondo un percorso dettagliato nelle descrizioni di progetto.

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 stati 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.

Il PPTR fa rientrare l'area di intervento *nell'Ambito Paesaggistico del Tavoliere Salentino – Figura Territoriale Murge Tarantine*, al confine con *l'Ambito della Campagna Brindisina*. Di fatto le peculiarità paesaggistiche sono appunto quelle del *Tavoliere Salentino*.

L'area in studio rientra nel territorio agrario delimitato a nord – est dai centri di seconda corona di Lecce e a sud-ovest dal mare Ionio, in cui al paesaggio del vigneto e dell'oliveto si alternano aree brulle sporadicamente interessate da zone a macchia mediterranea. La Via Salentina da Nardò ad Avetrana divide tale area agricola con l'area costiera che si caratterizza per aree di naturalità (in gran parte protette) intervallate con zone urbane tipiche di un processo di dispersione insediativa fatto di seconde case e insediamenti turistici. Il fenomeno della dispersione insediativa

SIA – SINTESI NON TECNICA

rimane un fenomeno tipicamente costiero ed in misura minore peri urbano, poco interessando le aree agricole

L'Area caratterizzata da una bassa altitudine (56-77 m s.l.m. nelle aree più interne), che ha favorito l'elevata antropizzazione agricola del territorio tranne che per il sistema frammentato di aree di naturalità costituito da area a macchia, piccoli boschi. Solo lungo la costa troviamo aree naturali più estese (zone umide, macchie e boschi), peraltro anche queste interrotte da numerosi insediamenti urbani sia compatti che diffusi. Residuali punti di naturalità li ritroviamo anche lungo i muretti a secco ove spesso si concentra una vegetazione spontanea che va dai più comuni rovi, ai cespugli di salvione giallo o di timo, ma anche lentisco, mirto, alaterno e quercia spinosa. Le aree protette sono:

- area protetta regionale *Palude del Conte e duna costiera* (L.R. 5/2006)
- area protetta regionale *Riserve del Litorale Tarantino Orientale* (L.R. 24/2002)
- area marina protetta statale e SIC IT9150028 *Porto Cesareo*
- SIC IT9130001 Torre Colimena
- SIC IT9150027 *Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto*

Aldilà delle limitate aree di naturalità il paesaggio è prettamente agricolo. Vigneti che si alternano ad oliveti ed in misura minore ad aree a seminativo, aree una volta coltivate a tabacco o barbabietola da zucchero e non convertite in uliveti e vigneti. Le aree con diverso utilizzo agricolo sono spesso separate tra loro dai muretti a secco a costituire il tipico "mosaico" della campagna salentina. L'area è anche caratterizzata dai vigneti di eccellenza in cui sono coltivati alcuni vitigni utilizzati per la produzione di vini DOC (Primitivo). Come detto gli aerogeneratori non interessano aree coltivate a vigneto, tuttavia per poter realizzare le piste necessarie alla realizzazione dell'impianto si rende necessario l'espianto in quattro punti diversi (e relativo reimpianto nell'ambito della stesse aree) di 43 ulivi, e l'espianto di poco meno di 1.000 mq di vigneto.

L'assetto geologico dell'area di progetto non si discosta dal resto della Penisola Salentina un substrato calcareo mesozoico su cui giacciono in trasgressione le unità di più recente deposizione (calcareniti mioceniche e i sedimenti calcarenitici, argillosi e sabbiosi pliocenici e pleistocenici).

La rete idrografica superficiale è piuttosto modesta come in tutto il Salento ed è costituita da bacini endoreici, lame e gravine. Le aste fluviali propriamente dette sono rare, Solchi erosivi ben evidenti si trovano lungo la costa e l'immediato entroterra in corrispondenza delle aree più acclivi. Ad ogni modo le acque meteoriche raramente recapitano in mare, di solito terminano bruscamente in corrispondenza di aree depresse e inghiottitoi carsici. Alla modesta rete idrografica superficiale corrisponde nel sottosuolo una complessa rete ipogea che alimenta una ricca falda acquifera.

I fenomeni carsici hanno generato, come in tutto il Salento, numerose forme caratteristiche quali doline, vore inghiottitoi e grotte, solchi, campi carreggiati e pietraie. In corrispondenza della costa l'incontro della falda satura con l'acqua marina ha generato particolari morfologie attribuibili al carsismo costiero quali cavità e voragini.

La rete idrografica dell'area di studio ha uno sviluppo modesto, di fatto quasi del tutto inesistente.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Infine da un punto di vista paesaggistico è molto importante descrivere l'andamento del plano-altimetrico del territorio in un intorno (20 km) dell'area di intervento. L'impianto eolico in progetto è ubicato ad una quota di campagna compresa tra 58 e 77 m s.l.m. e l'andamento plano-altimetrico del territorio circostante, rispetto alla posizione dell'impianto eolico in progetto, si presenta come di seguito descritto.

- 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;
- 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 di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Oria cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (14 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m e quindi mantenere la stessa quota;
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

In pratica possiamo affermare che:

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 10 km nel punto più vicino in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce 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.

In questa area di 20 km intorno all'area di intervento il PPTR individua un solo *punto panoramico*, ovvero il centro storico di Oria, ubicato a circa 14 km dal parco eolico in progetto. Intorno a tale punto panoramico è definita un'area di vincolo circolare con raggio di 10 km (cono visivo).

Cono visivo di Oria e posizione dell'impianto eolico

SIA – SINTESI NON TECNICA

2. 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 (136 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 10,4 GWh/anno, e quindi avere complessivamente una produzione di 104 GWh/anno per l'intero parco eolico. Per avere un'idea del quantitativo di energia prodotta essa corrisponde al fabbisogno medio annuo di 38.500 famiglie composte da 4 persone.

Rinunciare alla realizzazione dell'impianto (opzione zero), significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità sia a livello locale sia a livello nazionale e sovra-nazionale sopra elencati. Significherebbe non sfruttare la risorsa vento presente nell'area a fronte di un impatto

SIA – SINTESI NON TECNICA

(soprattutto quello visivo – paesaggistico) non trascurabile ma comunque accettabile e soprattutto completamente reversibile.

SIA – SINTESI NON TECNICA

3. ALTERNATIVE TECNOLOGICHE E LOCALIZZATIVE***1. Alternativa tecnologica 1 – utilizzo di aerogeneratori di media taglia***

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

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

- macchine di piccola taglia, con potenza compresa nell'intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m;
- macchine di media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 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 79 anziché 15 per poter raggiungere la potenza prevista di progetto (63 MW). Le principali differenze tra i due tipi di progetto sono di seguito riportate.

- 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;
- 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);
- 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;
- 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

m). A causa delle dimensioni pertanto, producono anch'essi un impatto visivo non trascurabile;

- 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.

2. Alternativa tecnologica 2 – Impianto fotovoltaico

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

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

- A parità di potenza installata (63 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 152 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 115 GWh/anno. In termini di costo i due impianti sostanzialmente si equivalgono.
- L'impianto fotovoltaico con potenza di 63 MW, occuperebbe una superficie di circa 90 ettari.

Queste invece le principali differenze in termini di impatto ambientale.

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

Impatto su flora, fauna ed ecosistema. Come vedremo nel presente studio, l'impatto prodotto dall'impianto eolico in progetto su flora, fauna ed ecosistema è basso e reversibile. L'impatto prodotto dall'impianto fotovoltaico che come detto occuperebbe un'area di almeno 90 ettari è sicuramente non trascurabile. Inoltre l'utilizzazione di un'area così vasta per un periodo di tempo medio (superiore a 20 anni), potrebbe provocare dei danni su flora, fauna ma soprattutto sull'ecosistema 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 3,5 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 fotovoltaico è anche trascurabile, anche se di maggiore entità nelle aree immediatamente limitrofe al perimetro dell'impianto.

In definitiva possiamo concludere che:

- A parità di potenza installata l'impianto eolico produce il doppio con un costo praticamente uguale a quello dell'impianto fotovoltaico;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- L'impianto eolico produce un impatto visivo e paesaggistico non trascurabile, ma sicuramente reversibile al momento dello smantellamento dell'impianto;
- 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.

3. Alternativa localizzativa

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

- 1) E' lontano dalla costa (6 km circa)
- 2) Gli aerogeneratori distano almeno 350 m da edifici rurali abitati
- 3) L'area è completamente pianeggiante e lontana da rilievi, essendo questa una condizione ideale per attenuare l'impatto paesaggistico
- 4) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal PPTR
- 5) Ai sensi di quanto riportato nella tavola 3.2.7.b dell'Elaborato 5.10 Schede degli Ambiti Paesaggistici – Tavoliere Salentino l'area di progetto ricade in una zona classificabile di valenza ecologica "bassa/nulla" o al più "medio/bassa".
- 6) L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- 7) Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali
- 8) L'area dista solo due chilometri da una importante infrastruttura elettrica (SE TERNA di Erchie), ove è possibile collegare l'impianto alla Rete di Trasmissione Nazionale.

Riteniamo evidente che 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**4.1. Principali caratteristiche tecniche del progetto**

Il progetto prevede la costruzione e la messa in esercizio, su torre tubolare in acciaio, di 15 aerogeneratori della potenza di 4,2 MW, per una potenza totale di 63 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	Pnom = 4,2 MW – diametro rotore 162 m
Torre	Tubolare –altezza 119 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro max = 23 m – Altezza max 3,5 m
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	63 MW
Occupazione territoriale plinti di fondazione	(23x23) mq x n. 15 torri = 8.000 mq
Occupazione territoriale piazzole	(27x21,5) mq x n. 15 torri = 8.707 mq
Occupazione territoriale strade di esercizio	16.400 mq
Occupazione territoriale SSE	3.580 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 2.417 ore equivalenti anno, in pratica con la potenza installata di 63 MW, ci si aspetta una produzione annua totale per l'intero parco eolico di oltre 152 GWh/anno.

5. Aerogeneratori

Le turbine installate saranno montate su torri tubolari di altezza della base del mozzo pari a 119 m, con rotor a 3 pale aventi diametro di 162 m. In relazione all'altezza del centro rotore, le pale in fase di rotazione raggiungeranno un'altezza massima di 200 m.

La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore saranno bianche e non riflettenti. Le pale degli aerogeneratori che occupano le aree più esterne saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna. Gli stessi aerogeneratori saranno dotati di segnali luminosi in sommità per la segnalazione notturna.

Il posizionamento degli aerogeneratori sarà tale da evitare il cosiddetto effetto selva ovvero un "affollamento" di turbine sul territorio interessato. A tale scopo gli aerogeneratori posti su una

SIA – SINTESI NON TECNICA

stessa fila (perpendicolare alla direzione prevalente del vento) saranno posti ad una distanza minima superiore a 468 m, ovvero superiore a 3 volte il diametro del rotore ($162 \times 3 = 468\text{m}$), mentre gli aerogeneratori su file diversi saranno posti ad una distanza superiore a 810 m, ovvero superiore o uguale a 5 volte il diametro del rotore

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	Coordinate WGS 84			Comune	Fg.	P.IIa	Segnalazione notturna/diurna
	X	Y	Z				
AV01	732271	4474503	77,5	Avetrana	10	72	SI
AV02	733861	4473955	69,3	Avetrana	14	134	NO
AV03	734219	4474469	64,6	Avetrana	1	96-140	NO
AV04	735025	4474970	62,8	Avetrana	2	146-145	SI
AV05	735010	4473891	64,5	Avetrana	18	32	NO
AV06	736772	4474378	58,9	Avetrana	20	35-24	SI
AV07	735155	4473110	67,9	Avetrana	17	179	SI
AV08	735847	4473057	65,7	Avetrana	30	1	NO
AV09	737388	4472737	65,3	Avetrana	30	27	SI
AV10	735780	4471134	63,1	Avetrana	29	99	NO
AV11	736252	4471281	73,4	Avetrana	30	103	NO
AV12	737210	4471327	70,7	Avetrana	30	448	SI
AV13	737254	4471933	77,5	Avetrana	30	72	NO
AV14	736091	4470337	56,3	Avetrana	46	307	NO
AV15	736990	4470837	62,3	Avetrana	30	128	SI
SSE	733710	4475780		Avetrana	37	256-46	

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

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

6. Fondazioni

Gli scavi per le fondazioni delle torri saranno a sezione ampia a forma di circonferenza con diametro di circa 23 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 23 m;
- altezza massima 3,5 m circa;
- completamente interrata, ad una profondità misurata in corrispondenza della parte più alta del plinto di circa 0,1 m;
- volume complessivo 985 mc circa.
- Pali di fondazione n. 10 per plinto
- Pali di fondazione diametro 1.000 mm
- Pali di fondazione lunghezza massima 30 m

7. *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 Avetrana Energia e la SE TERNA di Erchie avverrà con linea in cavo interrata AT 150kV, della lunghezza di circa 235 m circa.

SIA – SINTESI NON TECNICA

8. Sottostazione elettrica di connessione e consegna (SSE)

La sottostazione di connessione e consegna (SSE) sarà realizzata in prossimità della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE e sarà ad essa connessa in antenna tramite linea interrata a 150kV.

In estrema sintesi, nella SSE si avrà:

- Arrivo delle linee MT a 30 KV interrate, provenienti dall'impianto eolico;
- Trasformazione 30/150 kV, tramite opportuno trasformatore di potenza;
- Sistema di sbarre AT 150 kV in comune con due altri produttori
- Partenza di una linea interrata AT, di lunghezza pari a 235 m circa, che permetterà la connessione allo stallo a 150 kV della SE TERNA ERCHIE, dedicato all'impianto in oggetto.

Il produttore Tre Torri Energia avrà lo stallo AT nell'ambito della stessa area di Avetrana Energia, mentre il produttore Mysun avrà a disposizione un'area dedicata. Ad ogni modo tutti e tre saranno collegati alle stesse sbarre AT.

Le due aree di pertinenza specifica dei produttori e l'area delle sbarre AT saranno fisicamente separate tra loro tramite una recinzione, realizzata con elementi prefabbricati del tipo "a pettine", ed avranno tre accessi indipendenti.

Si sottolinea che la SSE della società MYSUN (altro produttore) non sarà oggetto di questa progettazione e del relativo iter autorizzativo.

Tutti gli impianti in bassa, media ed alta tensione saranno realizzati secondo le prescrizioni delle norme CEI applicabili, con particolare riferimento alla scelta dei componenti della disposizione circuitale, degli schemi elettrici, della sicurezza di esercizio.

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.
- Un locale Gruppo Elettrogeno

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

9. 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 rotor ed i tronchi

SIA – SINTESI NON TECNICA

tubolari delle torri. Tali piste di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza massima pari a 7 m e raggio interno di curvatura fino a 70 m e dovranno permettere il passaggio di veicoli con carico massimo per asse di 12,5 t ed un peso totale di circa 120 t. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione all'interno dell'area di intervento sarà di 4.550 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.

10. 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 direttamente interessata dall'installazione della gru, avrà dimensioni di metri 21,5x27 m, 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%. In continuità con questa piazzola sarà realizzata un'altra aerea di dimensioni 21,5x9m utilizzata come area di lavoro.

La superficie terminale dovrà garantire la planarità per la messa in opera delle gru e comunque lo smaltimento superficiale delle acque meteoriche. Tutte le 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 27,5x21 m; sulla restante superficie si procederà alle operazioni di ripristino ambientali.

11. 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;
- n°2 autogru: quella principale, con capacità di sollevamento di almeno 650 t e lunghezza del braccio di 120/140 m, e quella ausiliaria, con capacità di sollevamento di 250 t, necessarie per il montaggio delle torri e degli aerogeneratori.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

- circa otto 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.

12. 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 23 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.

13. 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

di circa 5 ha. Durante la fase di esercizio l'area occupata si ridurrà a circa 2,9 ha, corrispondenti all'effettivo utilizzo di terreno agricolo, per un periodo di 20 anni.

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).

14. 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 (complessivamente circa 3,15 milioni di euro).

Lo smantellamento dell'impianto prevede:

- lo smontaggio delle torri, delle navicelle e dei rotor, con il recupero del materiale (per il riciclaggio dell'acciaio);
- l'allontanamento dal sito, per il recupero o per il trasporto a rifiuto, di tutti i componenti dell'impianto;
- l'annegamento della struttura in calcestruzzo sotto il profilo del suolo per almeno 1 m, con la demolizione parziale dei plinti di fondazione, il trasporto a rifiuto del materiale rinveniente dalla demolizione e la copertura con terra vegetale di tutte le cavità createsi con lo smantellamento dei plinti;
- il ripristino dello stato dei luoghi, con particolare riferimento alle piste realizzate per la costruzione ed esercizio dell'impianto;
- la rimozione completa delle linee elettriche interrato 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

15. 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, 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 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 	<ul style="list-style-type: none"> 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 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 43 ulivi giovani (che non hanno caratteristiche di monumentalità), che saranno comunque reimpianti in posizioni limitrofe.

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 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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, 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*"
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

16. 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): 1.000 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 152 milioni di kWh annui, possa **evitare l'emissione di circa 152 milioni di kg di CO₂** ogni anno. Inoltre il Progetto eviterebbe l'emissione di 145,6 kg di SO₂ e 197,6 kg di NO₂ ogni anno, con i conseguenti effetti positivi indiretti sulla salute umana, e sulle componenti biotiche (vegetazione e fauna), nonché sui manufatti umani.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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

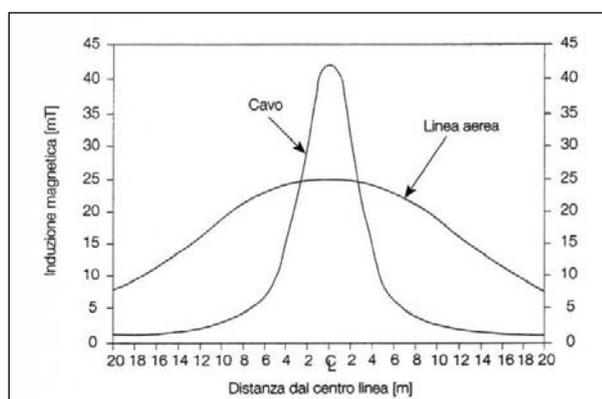
17. Radiazioni non ionizzanti

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 e cavi MT che scendono dalla navicella all'interno delle torri eoliche
- 2) Sottostazione Elettrica (SSE) in prossimità della SE Terna ERCHIE;
- 3) Linea interrata di connessione AT, che collega la SSE alla SE Terna ERCHIE.

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.



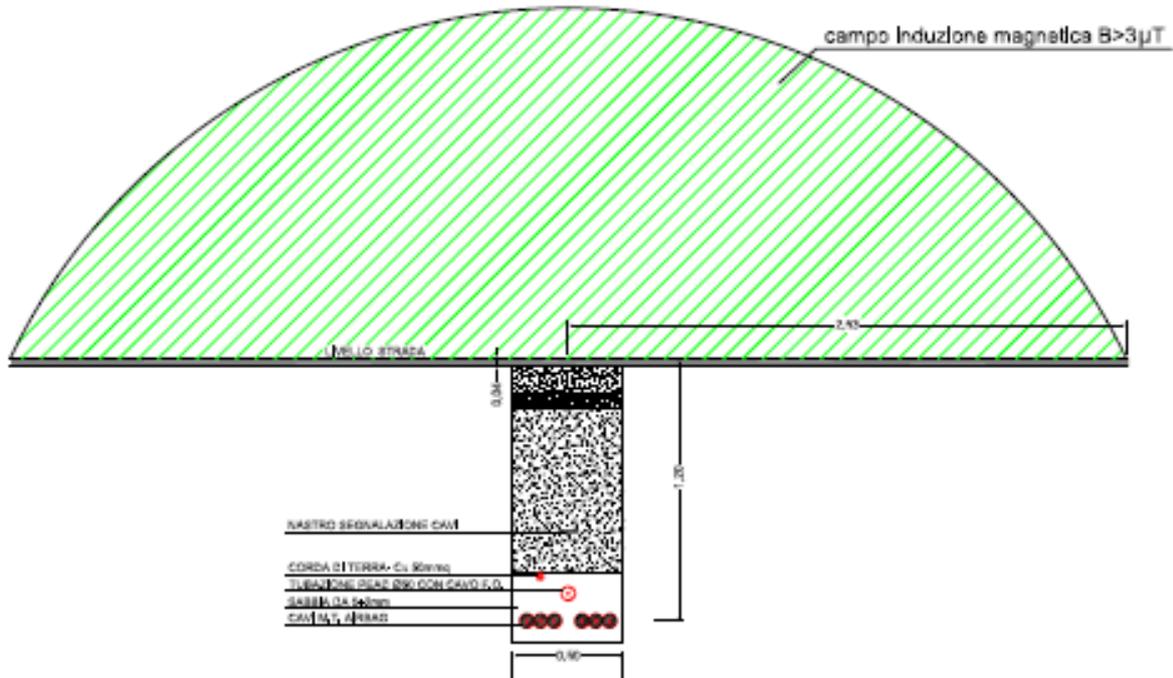
Induzione magnetica per linea aerea e cavo interrato

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.

Cavi MT

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 2,5 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.

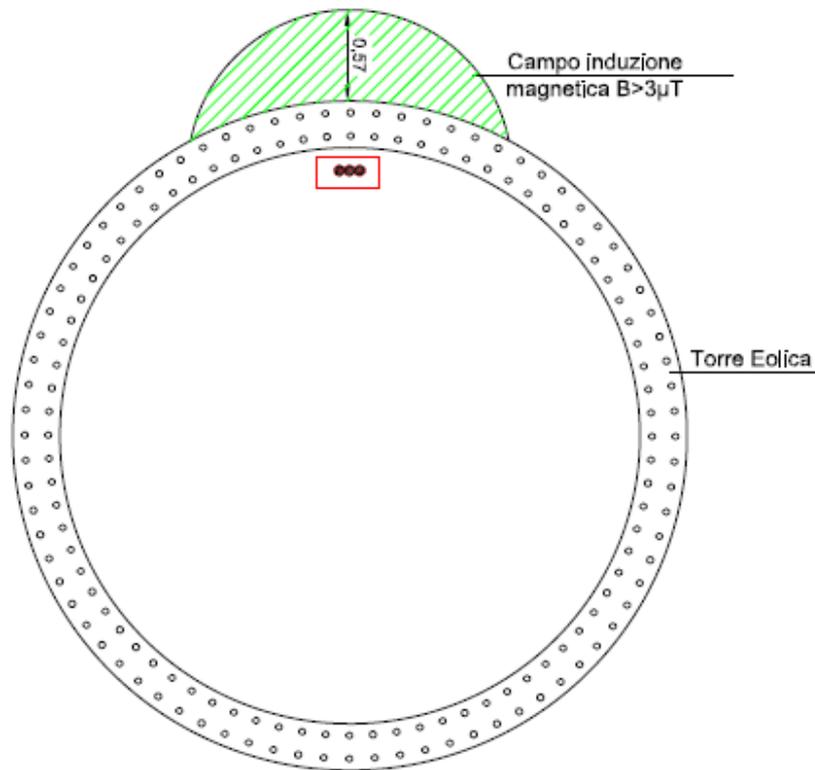
SIA – SINTESI NON TECNICA



Valore di induzione magnetica nell'intorno della doppia terna di cavi interrati

Per quanto riguarda l'impatto elettromagnetico generato dai cavi MT che scendono all'interno della torre, in relazione alla corrente massima che attraversa la terna di cavi, abbiamo che l'indice di qualità per l'induzione magnetica si raggiunge ad una distanza di 1 m dall'asse della terna di cavi. Pertanto considerando una fascia della larghezza di 1 m intorno alla superficie esterna della torre in acciaio, all'interno di quest'area si avrà un valore di induzione magnetica $>$ di $3 \mu\text{T}$, al di fuori di questa area viene rispettato invece il limite di qualità. Si fa presente che nei pressi delle torri eoliche non è prevista la presenza di persone, dal momento che l'accesso alle piazzole è interdetto al pubblico, poiché esse sono aree private. È consentito solo l'accesso alle piazzole, nei pressi delle torri ed all'interno delle stesse, solo a personale esperto ed addestrato, che comunque accede sporadicamente e per tempi limitati.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Valore di induzione magnetica nell'intorno della torre in acciaio

Sottostazione Elettrica (SSE)

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 235 m, per il collegamento elettrico tra SSE e la SE TERNA.

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 μ T, è pari a 8 m circa.

Come si evince dalla planimetria è evidente che il campo di induzione magnetica per il quale è rispettato l'indice di qualità resta confinato in gran parte all'interno della stessa SSE, ed in piccola parte in un'area limitrofa alla SSE. **Anche in questo caso si tratta di area agricola dove ovviamente non è prevista la permanenza stabile di persone per oltre 4 ore e/o la costruzione di edifici.**

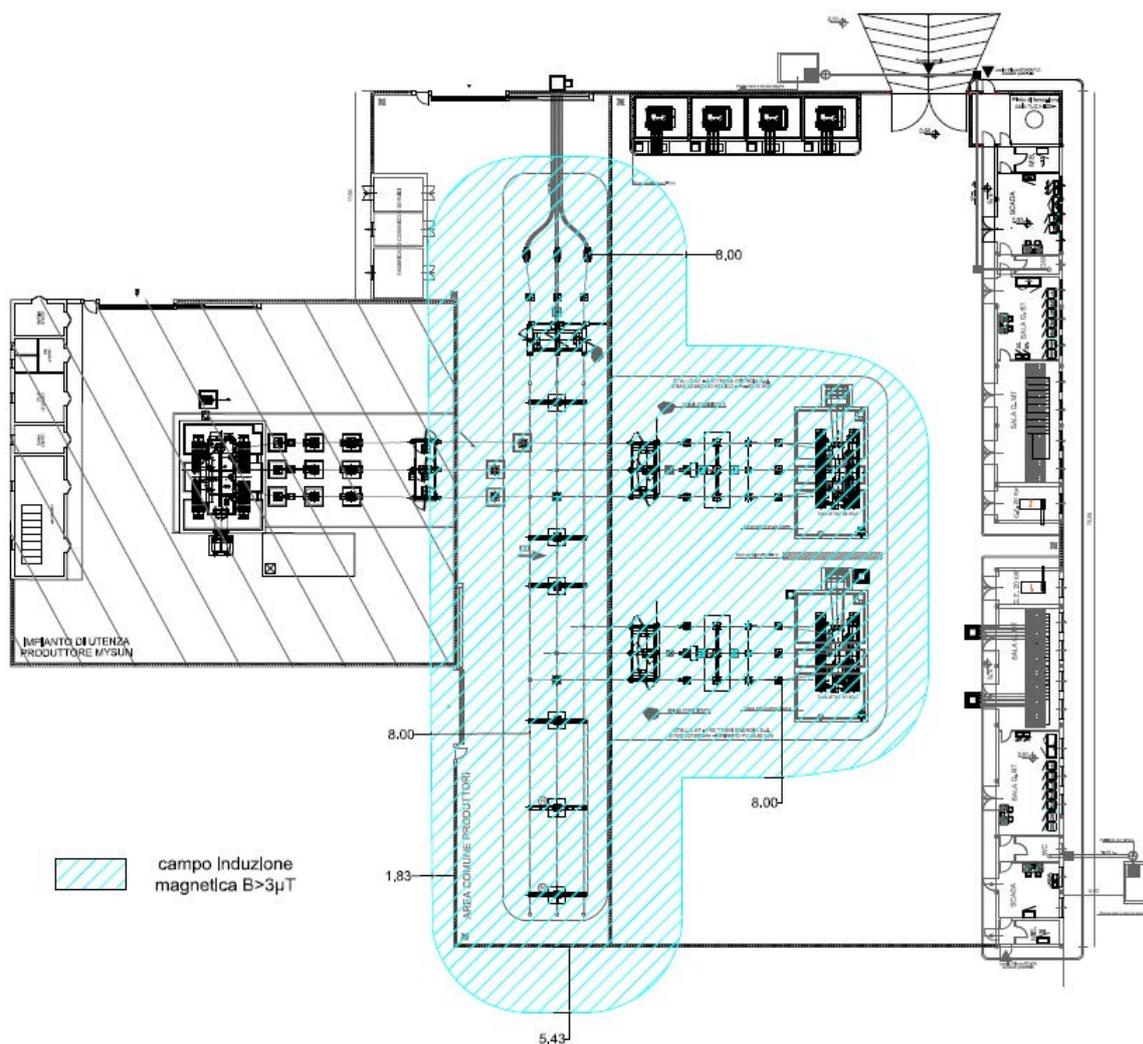
In pratica:

- in conformità a quanto previsto dal Decreto 29 maggio 2008 la Distanza di Prima Approssimazione (Dpa) e, quindi, la fascia di rispetto ricade nell'immediato intorno dell'area della SSE in progetto (8 m dalle sbarre AT);

SIA – SINTESI NON TECNICA

- la sottostazione di trasformazione è comunque realizzata in un'area agricola, con totale assenza di edifici abitati per un raggio di almeno 500 m.
- all'interno dell'area della sottostazione non è prevista la permanenza di persone per periodi continuativi superiori a 4 ore con l'impianto in tensione.

Pertanto, si può quindi affermare che l'impatto elettromagnetico su persone, prodotto dalla realizzazione della SSE, sarà trascurabile.



DPA SSE utente

Cavo AT (da SSE utente a SE TERNA Erchie)

Per quanto concerne la linea AT in cavo interrato di collegamento SSE – SE TERNA Erchie (lunghezza 235 m), la corrente massima che attraversa questa linea è, pari a 247,43 A, valore di corrente corrispondente del funzionamento a pieno regime di tutto il Parco Eolico.

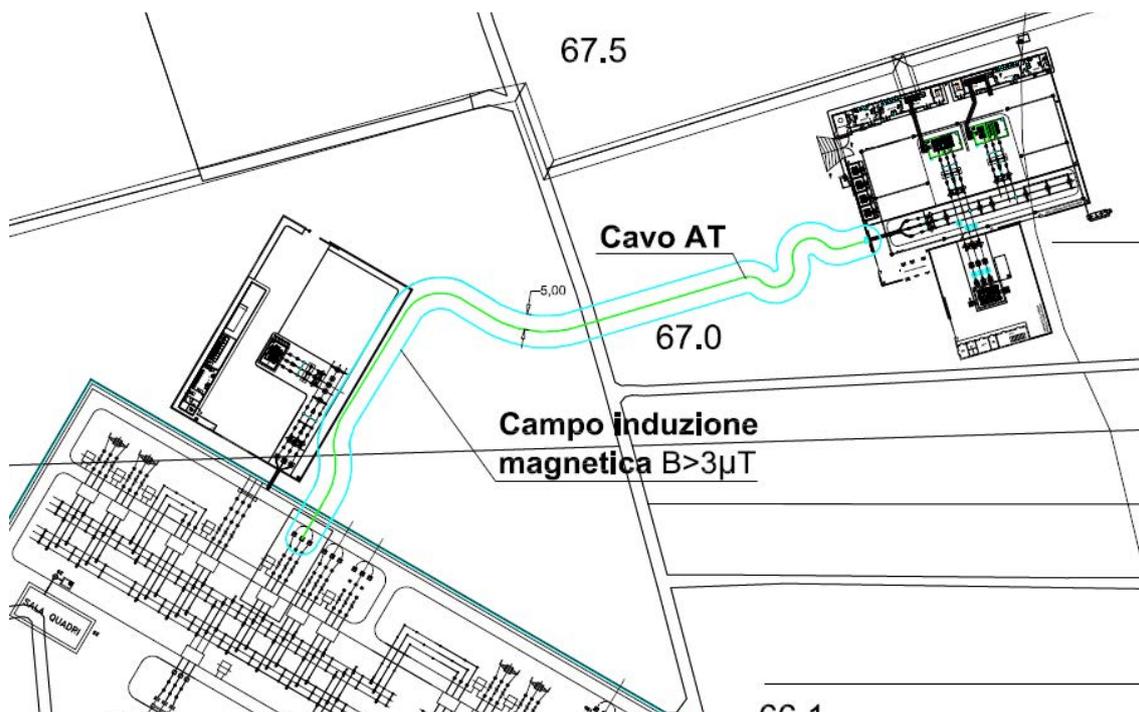
Con riferimento alla “Linea guida ENEL per l’applicazione del § 5.1.3 dell’allegato al DM 29.05.08” nella scheda A14 (semplice terna di cavi AT disposti in piano – serie 132/150 kV) nel caso specifico per sezione totale dei cavi di 1.600 mmq, si riporta una DPA (ovvero una distanza

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 247,43 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 1,4 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 permanenze continuativa di persone.



DPA nell'intorno del cavo AT 150 kV da SSE utente a SE Terna

Conclusioni

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 fase di costruzione e dismissione e molto basso nella fase di esercizio.

SIA – SINTESI NON TECNICA

18. 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 ad una profondità superiore a 50 m rispetto al piano campagna. Le fondazioni degli aerogeneratori realizzate in cemento armato hanno una profondità non superiore a 30 m, quindi nessuna interazione è possibile con la falda profonda.

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 a tenuta stagna 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 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

19. 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 di ciascun aerogeneratore ammonta a circa $21,5 \times 36 = 774 \text{ m}^2$ per un totale di circa 1,2 ettari per i quindici aerogeneratori.

La superficie occupata da ciascun plinto di fondazione degli aerogeneratori è di circa 490 mq, per un totale di 7.360 mq per quindici aerogeneratori.

Il volume di terreno estratto per la realizzazione del plinto di un singolo aerogeneratore è pari a circa 1.720 m^3 . In totale (15 aerogeneratori) si prevede un volume complessivo di scavo pari a 25.800 m^3 circa. Di questi circa il 25% 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 40% del fabbisogno. Il restante 60% proverrà da cave di prestito.

L'occupazione delle strade di cantiere sarà complessivamente pari a circa 49.100 mq.

La SSE elettrica occuperà un'area di circa 3.580 mq.

L'area di cantiere occuperà un'area di 5.000 mq circa, e sarà anch'essa realizzata con materiale inerte di origine naturale proveniente da cave di prestito. Non ci saranno aree asfaltate.

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

Piazzole	12.000 mq
Plinti aerogeneratori	7.360 mq
Strade cantiere	49.100 mq
SSE	3.580 mq
Area cantiere	5.000 mq
TOTALE	130.740 mq (13,1 ha)

E' previsto l'espianto / reimpianto di 43 alberi di ulivo (in quattro punti diversi) che saranno

SIA – SINTESI NON TECNICA

espianati per consentire la realizzazione delle piste necessarie 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, nell'ambito degli stessi lotti in prossimità delle posizioni originarie seguendo opportune regole agro – tecniche.

Terminati i lavori:

- sarà effettuato il rinterro dei plinti di fondazione per la parte non occupata dalla fondazione stessa circa con materiale calcarenitico e terreno vegetale per la copertura superficiale. Il rinterro avverrà ovviamente con lo stesso materiale rinveniente dallo scavo;
- sarà effettuata l'eliminazione di gran parte delle strade di cantiere, con il trasporto a rifiuto del materiale in eccedenza;
- sarà effettuata la riduzione delle piazzole di montaggio degli aerogeneratori (da 21,5x36 m a 21,5x27 m)
- sarà completamente smantellata l'area di cantiere, rimosso il materiale di origine comunque naturale che la ricopre ed effettuato il ripristino del terreno vegetale
- la porzione superficiale del terreno, temporaneamente accantonata, sarà successivamente utilizzata per il ripristino delle aree di cantiere.

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 la 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 risorsa limitatamente alle strade di accesso, alla sottostazione elettrica e alle aree occupate degli aerogeneratori:

strade di esercizio 16.400 mq

piazzole aerogeneratori (dopo la riduzione) 8.700 mq

area plinti aerogeneratori (resta invariata) 7.360 mq

SSE resta invariata circa 3.580 mq

Per un TOTALE di 36.040 mq, ovvero circa 3,6 ha

E' evidente, quindi, che l'impatto è relativamente basso. Si tenga presente che la centrale eolica è previsto produca circa 152 milioni di kWh/anno, sufficienti a coprire il fabbisogno annuale di oltre 56.300 famiglie tipo composte da 4 persone.

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 basso durante la fase di costruzione, trascurabile durante le fasi di esercizio e positivo durante la fase di dismissione.

SIA – SINTESI NON TECNICA

20. 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.

Classe di destinazione acustica. Il progetto del parco eolico ricade all'interno del territorio del Comune di Avetrana, il quale ad oggi non ha redatto la propria Carta della zonizzazione acustica, quindi, secondo quanto prescritto dall'art. 8, comma 1 del D.P.C.M 14/11/97, si applicano:

- i limiti di immissione esterni pari a 70 dB(A) diurni e 60 dB(A) notturni di cui al DPCM 1 Marzo 1991 (Cfr. Tabella 3 – Zone E);
- i limiti differenziali di cui all'art. 4, comma 1, del DPCM 14 novembre 1997 all'interno degli ambienti..

In ogni modo nel presente studio, nell'ipotesi di una futura zonizzazione acustica, si è valutata la condizione più restrittiva di considerare le aree interessate dal parco eolico in progetto in Classe III – Aree di tipo misto (rientrano in questa classe le aree rurali interessate da attività che impiegano macchine operatrici).

Valutazione del clima sonoro ante – operam. Per conoscere il clima sonoro attualmente presente nelle aree territoriali che saranno interessate dal parco eolico, sono stati utilizzati i dati acquisiti durante una campagna di rilievi fonometrici condotta tra il 12 e il 13 dicembre 2012, della durata di ventiquattro ore, tale da fotografare la condizione acustica della generalità dei ricettori presenti e cioè edifici posti in aperta campagna distanti dalle viabilità principali. Ritendo peraltro che nel corso di questi anni il territorio non ha subito mutamenti tali da modificarne il clima sonoro. Per il monitoraggio acustico è stata utilizzato fonometro integratore e analizzatore in frequenza 01dB, con microfono posto ad una distanza superiore a 500 m dalla viabilità secondaria e principale (SS7ter) ad un'altezza di 1,5 m dal piano di campagna.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 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.

Le torri eoliche sono state modellizzate come sorgenti sonore poste al centro del rotore, ad un'altezza di 119 m per quelle in progetto e 80 m per le torri del parco eolico esistente nel limitrofo Comune di Erchie. Tutte le sorgenti di rumore sono state considerate puntiformi in campo libero, il livello di potenza sonora, ponderato A, delle stesse è stato il seguente:

- Torre eolica $L_{wA} = 104$ dB(A), valore desunto da aerogeneratori presenti sul mercato

Per il coefficiente di assorbimento del suolo G è stato utilizzato il valore intermedio 0,5, mentre, vista la posizione geografica dell'impianto in progetto, si è impostata, nelle simulazioni, la temperatura pari a 20 °C e l'umidità relativa pari al 50%.

In via cautelare, nei modelli, si è ipotizzato un funzionamento continuo e contemporaneo di tutte le sorgenti.

Le simulazioni eseguite hanno consentito di determinare le curve isofoniche di emissione e d'immissione, ricadenti nelle aree intorno all'impianto in progetto, inoltre sono stati calcolati i livelli sonori di emissione, generati dal parco eolico in progetto, in facciata agli edifici individuati sul territorio sia ad un'altezza pari a 1,5 m sia per l'altezza pari a 4 m.

Il livello d'immissione è stato calcolato attraverso la somma energetica tra i livelli di

SIA – SINTESI NON TECNICA

emissione, sopra citati, e i livelli sonori misurati durante la campagna di monitoraggio del clima sonoro ante-operam; tale calcolo deriva dal fatto che l'emissione acustica del parco eolico si andrà a sommare al clima sonoro attualmente presente nelle aree interessate dall'intervento.

. Nelle seguenti tabelle sono riportati i confronti di legge.

Edificio	Altezza calcolo	Livello di emissione dB(A)	
		Diurno (6-22)	Notturmo (22-6)
A	1,5 m	22,1	22,1
	4,0 m	24,6	24,6
B	1,5 m	27,1	27,1
	4,0 m	29,6	29,6
C	1,5 m	30,8	30,8
	4,0 m	33,3	33,3
D	1,5 m	32,2	32,2
	4,0 m	34,7	34,7
E	1,5 m	25,3	25,3
	4,0 m	27,8	27,8
F	1,5 m	35,5	35,5
	4,0 m	38,2	38,2

G	1,5 m	34,6	34,6
	4,0 m	37,1	37,1
H	1,5 m	31,8	31,8
	4,0 m	34,3	34,3
I	1,5 m	27,4	27,4
	4,0 m	29,5	29,5
L	1,5 m	31,7	31,7
	4,0 m	34,2	34,2
M	1,5 m	31,3	31,3
	4,0 m	33,8	33,8
N	1,5 m	31,2	31,2
	4,0 m	33,6	33,6
O	1,5 m	41,8	41,8
	4,0 m	44,4	44,4
P	1,5 m	39,6	39,6
	4,0 m	42,2	42,2
Q	1,5 m	39,5	39,5
	4,0 m	42,0	42,0

SIA – SINTESI NON TECNICA

Livelli di emissione sonora

Edificio	Altezza calcolo	Livello d'immissione dB(A)	
		Diurno (6-22)	Notturmo (22-6)
A	1,5 m	41,3	34,5
	4,0 m	41,7	36,3
B	1,5 m	42,3	38,1
	4,0 m	43,3	40,2
C	1,5 m	41,4	35,0
	4,0 m	41,8	36,5
D	1,5 m	41,4	35,1
	4,0 m	41,8	36,7
E	1,5 m	40,9	32,4
	4,0 m	41,0	33,0
F	1,5 m	41,9	37,0
	4,0 m	42,7	39,0
G	1,5 m	41,7	36,3
	4,0 m	42,3	38,2
H	1,5 m	41,3	34,7
	4,0 m	41,7	36,1
I	1,5 m	41,0	32,9
	4,0 m	41,1	33,6
L	1,5 m	41,3	34,6
	4,0 m	41,7	36,1
M	1,5 m	41,3	34,4
	4,0 m	41,6	35,8
N	1,5 m	41,3	34,4
	4,0 m	41,6	35,7
O	1,5 m	44,3	42,2
	4,0 m	46,0	44,6
P	1,5 m	43,3	40,2
	4,0 m	44,6	42,6
Q	1,5 m	43,3	40,3
	4,0 m	44,6	42,6

Livelli di immissione sonora

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

confrontati con i limiti acustici prescritti per la Classe III in cui si ipotizza ricadano ricadono i ricettori considerati per i Comuni di Avetrana, Erchie, San Pancrazio salentino, Salice Salentino. Relativamente al Comune di Nardò non sono stati individuati ricettori prossimi all'impianto. Nelle seguenti tabelle sono riportati i confronti di legge

Edificio	Altezza calcolo	Zonizzazione acustica	Livello di emissione			
			Diurno (6-22)		Notturmo (22-6)	
			dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	Classe III	22,1	< 55,0	22,1	< 45,0
	4,0 m		24,6	< 55,0	24,6	< 45,0
B	1,5 m	Classe III	27,1	< 55,0	27,1	< 45,0
	4,0 m		29,6	< 55,0	29,6	< 45,0
C	1,5 m	Classe III	30,8	< 55,0	30,8	< 45,0
	4,0 m		33,3	< 55,0	33,3	< 45,0
D	1,5 m	Classe III	32,2	< 55,0	32,2	< 45,0
	4,0 m		34,7	< 55,0	34,7	< 45,0
E	1,5 m	Classe III	25,3	< 55,0	25,3	< 45,0
	4,0 m		27,8	< 55,0	27,8	< 45,0

SIA – SINTESI NON TECNICA

F	1,5 m	Classe III	35,5	< 55,0	35,5	< 45,0
	4,0 m		38,2	< 55,0	38,2	< 45,0
G	1,5 m	Classe III	34,6	< 55,0	34,6	< 45,0
	4,0 m		37,1	< 55,0	37,1	< 45,0
H	1,5 m	Classe III	31,8	< 55,0	31,8	< 45,0
	4,0 m		34,3	< 55,0	34,3	< 45,0
I	1,5 m	Classe III	27,4	< 55,0	27,4	< 45,0
	4,0 m		29,5	< 55,0	29,5	< 45,0
L	1,5 m	Classe III	31,7	< 55,0	31,7	< 45,0
	4,0 m		34,2	< 55,0	34,2	< 45,0
M	1,5 m	Classe III	31,3	< 55,0	31,3	< 45,0
	4,0 m		33,8	< 55,0	33,8	< 45,0
N	1,5 m	Classe III	31,2	< 55,0	31,2	< 45,0
	4,0 m		33,6	< 55,0	33,6	< 45,0
O	1,5 m	Classe III	41,8	< 55,0	41,8	< 45,0
	4,0 m		44,4	< 55,0	44,4	< 45,0
P	1,5 m	Classe III	39,6	< 55,0	39,6	< 45,0
	4,0 m		42,2	< 55,0	42,2	< 45,0
Q	1,5 m	Classe III	39,5	< 55,0	39,5	< 45,0
	4,0 m		42,0	< 55,0	42,0	< 45,0

Livelli di emissione in facciata ai ricettori analizzati e confronto con i limiti di legge

SIA – SINTESI NON TECNICA

Edificio	Altezza calcolo	Zonizzazione acustica	Livello di immissione			
			Diurno (6-22)		Notturno (22-6)	
			dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	Classe III	40,9	< 60,0	32,0	< 50,0
	4,0 m		40,9	< 60,0	32,3	< 50,0
B	1,5 m	Classe III	41,0	< 60,0	32,8	< 50,0
	4,0 m		41,1	< 60,0	33,7	< 50,0
C	1,5 m	Classe III	41,2	< 60,0	34,2	< 50,0
	4,0 m		41,5	< 60,0	35,5	< 50,0
D	1,5 m	Classe III	41,4	< 60,0	34,9	< 50,0
	4,0 m		41,8	< 60,0	36,4	< 50,0
E	1,5 m	Classe III	40,9	< 60,0	32,4	< 50,0
	4,0 m		41,0	< 60,0	33,0	< 50,0
F	1,5 m	Classe III	41,9	< 60,0	37,0	< 50,0
	4,0 m		42,7	< 60,0	39,0	< 50,0
G	1,5 m	Classe III	41,7	< 60,0	36,3	< 50,0
	4,0 m		42,3	< 60,0	38,2	< 50,0
H	1,5 m	Classe III	41,3	< 60,0	34,7	< 50,0
	4,0 m		41,7	< 60,0	36,1	< 50,0
I	1,5 m	Classe III	41,0	< 60,0	32,9	< 50,0
	4,0 m		41,1	< 60,0	33,6	< 50,0
L	1,5 m	Classe III	41,3	< 60,0	34,6	< 50,0
	4,0 m		41,7	< 60,0	36,1	< 50,0
M	1,5 m	Classe III	41,3	< 60,0	34,4	< 50,0
	4,0 m		41,6	< 60,0	35,8	< 50,0
N	1,5 m	Classe III	41,3	< 60,0	34,4	< 50,0
	4,0 m		41,6	< 60,0	35,7	< 50,0
O	1,5 m	Classe III	44,3	< 60,0	42,2	< 50,0
	4,0 m		46,0	< 60,0	44,6	< 50,0
P	1,5 m	Classe III	43,3	< 60,0	40,2	< 50,0
	4,0 m		44,6	< 60,0	42,6	< 50,0
Q	1,5 m	Classe III	43,3	< 60,0	40,3	< 50,0
	4,0 m		44,6	< 60,0	42,6	< 50,0

Livelli di immissione in facciata ai ricettori analizzati e confronto con i limiti di legge

SIA – SINTESI NON TECNICA

Limiti differenziali. Il valore limite differenziali si definisce come differenza tra il livello equivalente di rumore ambientale ed il livello equivalente di rumore residuo, con misure eseguite all'interno dell'ambiente abitativo. Essendo il presente studio di tipo previsionale (l'impianto è in fase di autorizzazione), non è possibile eseguire una verifica puntuale all'interno degli ambienti dei ricettori potenzialmente disturbati; è, quindi, necessario eseguire una valutazione qualitativa a partire dai livelli stimati prodotti dagli impianti in facciata agli edifici.

Nell'allegato A, al DM 16 Marzo 1998, si precisa che il rumore ambientale, costituito dall'insieme del rumore residuo e da quello prodotto dalle specifiche sorgenti disturbanti, con esclusione degli eventi sonori singolarmente identificabili di natura eccezionale rispetto al valore ambientale della zona, è il livello che si confronta con i limiti massimi di esposizione riferiti:

nel caso dei limiti differenziali, al tempo di misura TM;

nel caso di limiti assoluti, al tempo di tempo di riferimento TR.

Così come esplicitato nell'art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97, il criterio differenziale non è applicabile, in quanto, "ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile: a) se il rumore misurato a finestre aperte è inferiore a 50 dB(A) durante il periodo diurno e 40 dB(A) durante il periodo notturno; b) se il livello di rumore ambientale misurato a finestre chiuse è inferiore a 35 dB(A) durante il periodo diurno e 25 dB(A) durante il periodo notturno".

L'insieme degli aerogeneratori è in grado di generare, in facciata agli edifici, il livello sonoro di emissione calcolato attraverso il modello previsionale e riportato nella tabella relativa ai Livelli di Emissione Sonora; tale valore, sommato energeticamente al rumore residuo, fornisce il livello equivalente di rumore ambientale.

Per poter stimare in modo appropriato il livello di rumore residuo in facciata agli edifici ci si è basati sul minimo valore di L_{eq} (A) misurato, per il periodo notturno, con una finestra temporale di 10 minuti (TM). Tale valore consente di valutare il livello di rumore nei periodi più silenziosi, ovvero in assenza di fenomeni occasionali (passaggio di veicoli nelle vicinanze, l'abbaiare di cani, le attività umane vicine ecc.) che potrebbero, impropriamente, innalzare tale livello.

I risultati di tali analisi sono riportati nella seguente tabella.

	Periodo più silenzioso			Livello calcolato
	giorno	ora inizio	ora fine	dB(A)
Periodo diurno (06-22)	12/12/2012	21:40:00	21:50:00	27,8
Periodo notturno (22-06)	13/12/2012	01:20:00	01:30:00	21,9

Periodo più silenzioso

Nella seguente tabella è riportato il calcolo, per il periodo notturno, del livello di rumore ambientale in facciata ai due 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.

SIA – SINTESI NON TECNICA

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	22,1	27,8	21,9	28,8	25,0
	4,0 m	24,6	27,8	21,9	29,5	26,5
B	1,5 m	27,1	27,8	21,9	30,5	28,2
	4,0 m	29,6	27,8	21,9	31,8	30,3
C	1,5 m	30,8	27,8	21,9	32,6	31,3
	4,0 m	33,3	27,8	21,9	34,4	33,6
D	1,5 m	32,2	27,8	21,9	33,5	32,6
	4,0 m	34,7	27,8	21,9	35,5	34,9
E	1,5 m	25,3	27,8	21,9	29,7	26,9
	4,0 m	27,8	27,8	21,9	30,8	28,8
F	1,5 m	35,5	27,8	21,9	36,2	35,7
	4,0 m	38,2	27,8	21,9	38,6	38,3
G	1,5 m	34,6	27,8	21,9	35,4	34,8
	4,0 m	37,1	27,8	21,9	37,6	37,2
H	1,5 m	31,8	27,8	21,9	33,3	32,2
	4,0 m	34,3	27,8	21,9	35,2	34,5
I	1,5 m	27,4	27,8	21,9	30,6	28,5
	4,0 m	29,5	27,8	21,9	31,7	30,2
L	1,5 m	31,7	27,8	21,9	33,2	32,1
	4,0 m	34,2	27,8	21,9	35,1	34,4
M	1,5 m	31,3	27,8	21,9	32,9	31,8
	4,0 m	33,8	27,8	21,9	34,8	34,1
N	1,5 m	31,2	27,8	21,9	32,8	31,7
	4,0 m	33,6	27,8	21,9	34,6	33,9
O	1,5 m	41,8	27,8	21,9	42,0	41,8
	4,0 m	44,4	27,8	21,9	44,5	44,4
P	1,5 m	39,6	27,8	21,9	39,9	39,7
	4,0 m	42,2	27,8	21,9	42,4	42,2
Q	1,5 m	39,7	27,8	21,9	40,0	39,8
	4,0 m	42,2	27,8	21,9	42,4	42,2

Periodo di riferimento diurno notturno, livelli in facciata ai ricettori considerati

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 30% 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 30 dB, a finestre chiuse, e circa 5 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 nella tabella sotto.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Edificio	Altezza calcolo	Stima livello di rumore ambientale interno ricettori		Applicabilità criterio differenziale	
		Finestre aperte		Finestre chiuse	
		dB(A)		dB(A)	
A	1,5 m	20,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	21,3	< 50,0	< 35,0	no
B	1,5 m	22,3	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	23,6	< 50,0	< 35,0	no
C	1,5 m	24,4	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	26,2	< 50,0	< 35,0	no
D	1,5 m	25,3	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	27,3	< 50,0	< 35,0	no
E	1,5 m	21,5	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	22,6	< 50,0	< 35,0	no
F	1,5 m	28,0	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	30,4	< 50,0	< 35,0	no
G	1,5 m	27,2	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	29,4	< 50,0	< 35,0	no
H	1,5 m	25,1	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	27,0	< 50,0	< 35,0	no
I	1,5 m	22,4	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	23,5	< 50,0	< 35,0	no
L	1,5 m	25,0	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	26,9	< 50,0	< 35,0	no
M	1,5 m	24,7	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	26,6	< 50,0	< 35,0	no
N	1,5 m	24,6	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	26,4	< 50,0	< 35,0	no
O	1,5 m	33,8	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	36,3	< 50,0	< 35,0	no
P	1,5 m	31,7	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	34,2	< 50,0	< 35,0	no
Q	1,5 m	31,8	< 50,0	< 35,0	no
	4,0 m	34,2	< 50,0	< 35,0	no

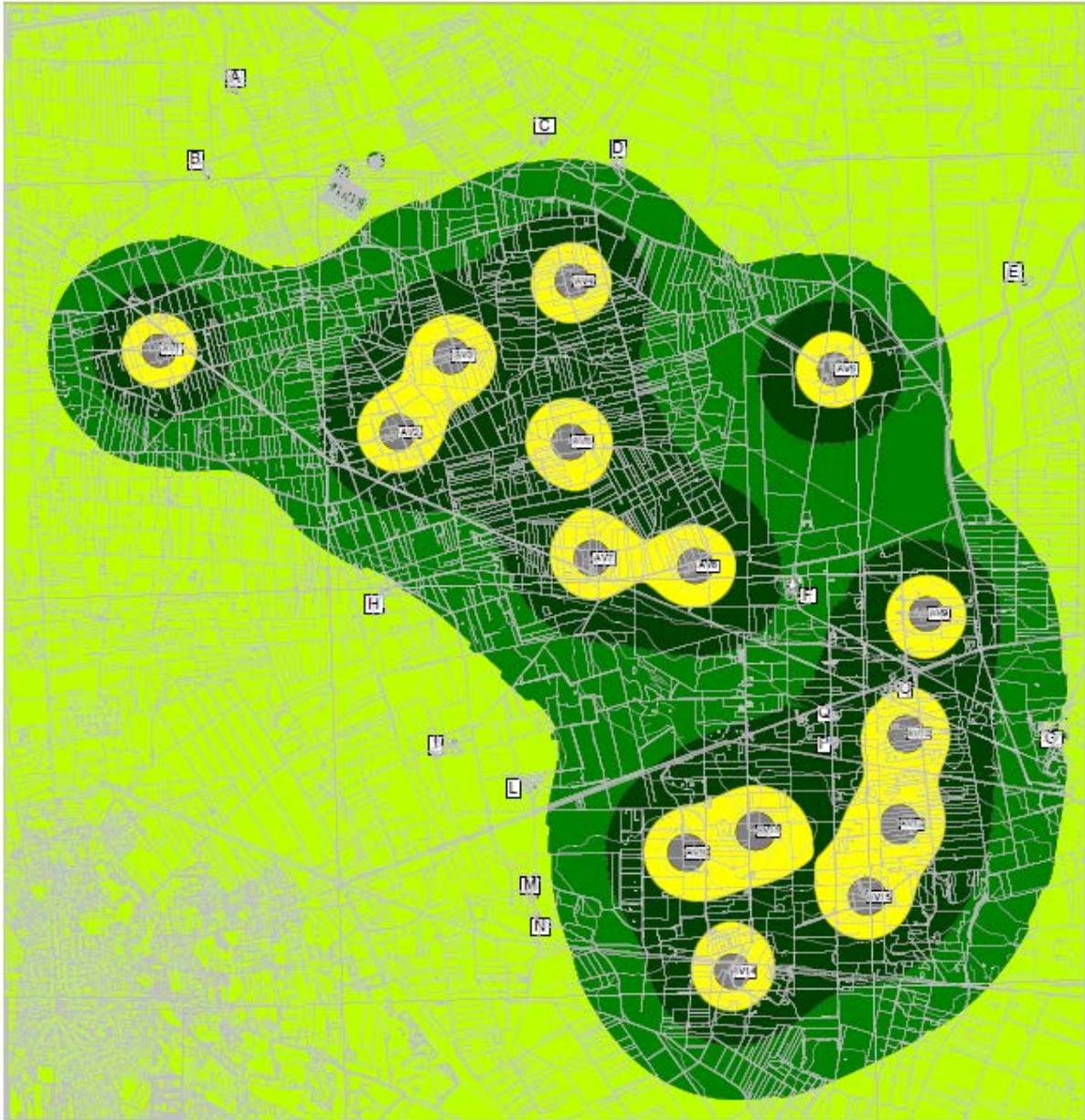
Periodo di riferimento diurno, verifica differenziale finestre aperte e chiuse

SIA – SINTESI NON TECNICA

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	16,8	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	18,3	< 40,0	< 25,0	no
B	1,5 m	20,0	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	22,1	< 40,0	< 25,0	no
C	1,5 m	23,1	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	25,4	< 40,0	< 25,0	no
D	1,5 m	24,4	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	26,7	< 40,0	< 25,0	no
E	1,5 m	18,7	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	20,6	< 40,0	< 25,0	no
F	1,5 m	27,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	30,1	< 40,0	< 25,0	no
G	1,5 m	26,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	29,0	< 40,0	< 25,0	no
H	1,5 m	24,0	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	26,3	< 40,0	< 25,0	no
I	1,5 m	20,3	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	22,0	< 40,0	< 25,0	no
L	1,5 m	23,9	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	26,2	< 40,0	< 25,0	no
M	1,5 m	23,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	25,9	< 40,0	< 25,0	no
N	1,5 m	23,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	25,7	< 40,0	< 25,0	no
O	1,5 m	33,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	36,2	< 40,0	< 25,0	no
P	1,5 m	31,5	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	34,0	< 40,0	< 25,0	no
Q	1,5 m	31,6	< 40,0	< 25,0	no
	4,0 m	34,0	< 40,0	< 25,0	no

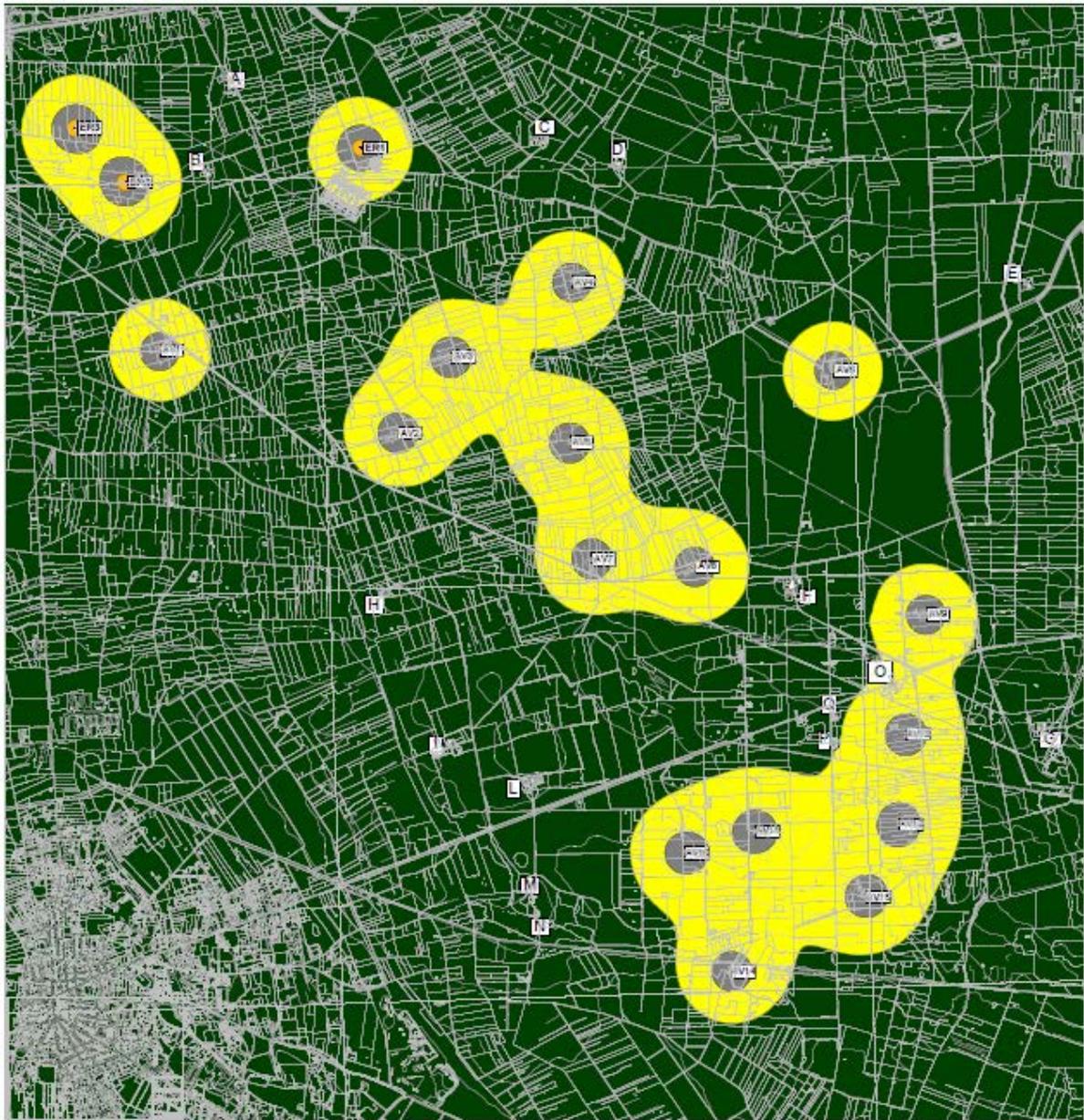
Periodo di riferimento notturno, verifica differenziale finestre aperte e chiuse

SIA – SINTESI NON TECNICA



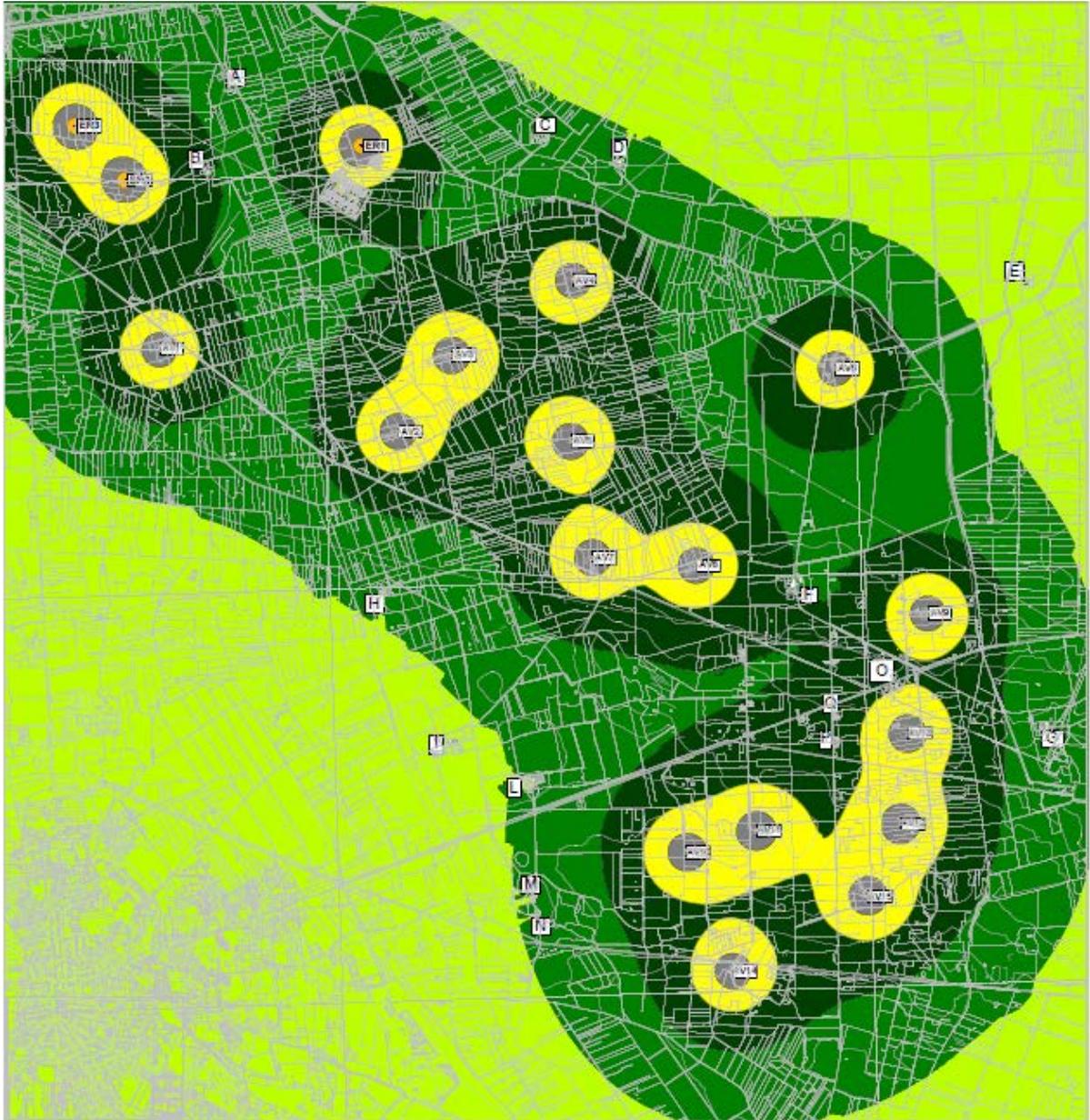
Mapa isofoniche – Livelli di emissione diurni e notturni

SIA – SINTESI NON TECNICA



Mapa isofoniche – Livelli di immissione diurni

SIA – SINTESI NON TECNICA



Mappa isofoniche – Livelli di immissione notturni

SIA – SINTESI NON TECNICA

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 trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97), situazione che peraltro include l'impatto cumulativo determinato dalla compresenza del parco eolico esistente nel Comune di Erchie.
- 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.

SIA – SINTESI NON TECNICA

21. Flora e vegetazione

Caratteristiche dell'Area. Lo studio ecologico descrive le caratteristiche vegetazionali dell'area geografica in cui si propone la realizzazione di un impianto eolico nel comune di Avetrana, (provincia di Taranto), valutando le interferenze del progetto con la conservazione della vegetazione spontanea e degli habitat da tutelare (target di conservazione). L'area di progetto è un'area discontinua, definita, ai fini dello studio, dal buffer di 10 m intorno a tutti gli elementi di progetto, quali aerogeneratori, strade di cantiere, piazzole e aree annesse. Lo studio è stato ovviamente riferito ad un'area più estesa intorno agli aerogeneratori di circa 1704 ha.

L'area di progetto è localizzata in un nodo importante della rete ecologica regionale, punto di convergenza di tre principali connessioni ecologiche (Figura 1):

- La linea di costa;
- Il gradino morfologico delle Murge Tarantine;
- La serie di rilievi che da Monteruga si connette alla Serra Tarantina, passando dal Bosco di Mutonato e Monte Maliano.

Lungo questi tre assi si addensa la maggiore naturalità del territorio compreso nel triangolo Oria-Campomarino, Torre Lapillo.

L'area di studio è un'area "ben conosciuta" dal punto di vista floristico. Infatti, esiste una lunga serie di studi botanici che inizia dall'Ottocento. Importanti studi storici sono quelli di Gussone (1826), Corti (1952) e Ferente (1952). Una trattazione degli studi più recenti è riportata in Albano et al. (2010).

Gli habitat e le specie delle direttive europee presenti sul territorio regionale sono oggetto di monitoraggio da parte della Regione Puglia. Recentemente, con il DGR 2442/2018 (sezione **Errore. Il segnalibro non è definito.**), sono stati pubblicati i risultati dell'ultima campagna di tale monitoraggio. È solo uno il tipo di habitat della Direttiva 92/43/CEE censito per l'area di studio; si tratta del tipo Foreste di *Quercus ilex* e *Quercus rotundifolia* (codice Natura 2000: 9340). Nell'area di studio non è stata censita alcuna specie vegetale della Direttiva 92/43/CEE.

Componenti botanico vegetazionali. Il mosaico ambientale rilevato si compone di cinque tipi di vegetazione;

- 1) Macchia arbustiva
- 2) Prateria steppica
- 3) Comunità ruderali degli incolti
- 4) Comunità delle erbe infestanti delle aree coltivate
- 5) Comunità dei substrati artificiali

Il tipo della Prateria steppica è riconducibile all'habitat prioritario ai sensi della Direttiva 92/43/CEE Percorsi substeppici di graminacee e piante annue dei Thero-Brachypodieta (codice Natura 2000: 6220*). Quest'ultimo, insieme al tipo Macchia arbustiva, sono considerati target di conservazione. Essi sono localizzati lungo diversi tratti della viabilità di cantiere, in massima parte organizzati linearmente lungo muretti a secco. Lo studio fornisce la localizzazione dettagliata di tali elementi naturali, e fornisce indicazioni su come dovrebbero essere gestiti durante le operazioni

SIA – SINTESI NON TECNICA

di cantiere, al fine di garantirne la conservazione.

Le comunità ruderali degli incolti interessano aree interessate da trascorse pratiche agricole ed hanno valore naturalistico normalmente basso.

Le erbe infestanti interessano le aree coltivate a seminativo, uliveto, vigneto, la loro diffusione è controllata attraverso le pratiche agronomiche, hanno scarso valore naturalistico.

Le aree artificiali sono rappresentate da strade asfaltate e sentieri. La vegetazione spontanea di queste aree è di tipo ruderale, povera di specie e di scarso valore naturalistico.

Interferenze del progetto con componenti botanico vegetazionali delle aree protette (nell'Area di Studio). Dal momento che l'impianto eolico e le relative opere accessorie restano comunque al di fuori da aree interessate direttamente dalle componenti botanico vegetazionali in particolare dalle aree di Prateria Steppica e di Macchia Arbustiva, le uniche interferenze riguardano gli assi della viabilità di cantiere che, in diversi tratti di varia lunghezza, lambisce aree o muretti a secco colonizzati da Macchia arbustiva o Prateria steppica. Tali assi sono necessari al transito degli automezzi e saranno soggetti ad allargamenti, che sicuramente interferiscono con i muretti e la vegetazione intorno ad essi (Macchia Arbustiva).

Allo scopo di tutelare queste specie botaniche è previsto che sia effettuato solo uno sfoltimento della vegetazione arbustiva impiegando esclusivamente mezzi meccanici (potatura); in questo modo si garantisce che, una volta concluse le operazioni di cantiere, la vegetazione possa ricostituirsi spontaneamente.

Sistema delle tutele. Per quanto attiene il Sistema delle Tutele abbiamo le seguenti aree protette limitrofe all'area di impianto:

- La ZSC Palude del Conte, Dune di Punta Prosciutto (IT9150027) dista 2,1 km a sud dell'area di studio
- La ZSC Torre Colimena (IT9130001) dista 3,1 km a sud-ovest dell'area di studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Palude del Conte e Duna Costiera - Porto Cesareo dista 2,7 km a sud dell'area di studio
- La Riserva Naturale Regionale Orientata Riserve del Litorale Tarantino Orientale dista 4,0 km a sud dell'area di studio

Inoltre ricadono in area studio le seguenti componenti botanico vegetazionali:

- Boschi
- Aree di rispetto dei boschi

Conclusioni. Il progetto manifesta un punto di debolezza nella sua localizzazione geografica. Tale debolezza appare chiara ad un'osservazione a scala ampia, il progetto è, infatti, localizzato in un nodo importante della rete ecologica regionale, punto di convergenza delle tre principali connessioni ecologiche corrispondenti alla linea di costa, al gradino morfologico delle Murge Tarantine e all'arco di rilievi che connette Monteruga alla Serra Tarantina. Lungo questi tre

SIA – SINTESI NON TECNICA

assi si addensa la maggiore naturalità della zona.

Punto di forza del progetto è la localizzazione degli aerogeneratori in aree di relativamente scarso valore naturalistico, quali le aree di recente abbandono agricolo interessate dal tipo di vegetazione Comunità ruderali degli incolti.

Per quanto attiene alle interferenze con le componenti botanico vegetazionali, queste sono limitate alle interferenze degli assi stradali di cantiere con la macchia arbustiva nell'immediato intorno dei muretti a secco, che costeggiano le strade stesse.

Misure di mitigazione del potenziale impatto sono sostanzialmente legate alle scelte progettuali quale quella di effettuare la sola potatura meccanica della macchia arbustiva che si addensa intorno ai muretti a secco. Altre misure di mitigazione sono date da

- 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

22. 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.

L'orografia del territorio è pianeggiante o lievemente ondulata, il terreno è a tratti fertile e quindi coltivato ed a tratti roccioso e destinato al pascolo. E' presente un mosaico formato da habitat naturali, semi-naturali ed agricoli; le colture dominanti sono l'olivo, il seminativo e il vigneto. Nessuna area naturale/semi-naturale è interessata dall'installazione di torri eoliche. I biotopi di rilevante interesse naturalistico sono a grande distanza dal sito di progetto. La fauna è presente soprattutto con specie migratrici, poche sono quelle stanziali. E' soprattutto habitat trofico.

Tanto l'area di dettaglio quanto l'area vasta sono caratterizzate da un mosaico agricolo (vigneto – uliveto – seminativo). Il territorio si presenta pianeggiante, percorso da strade tra cui la SP144 (Avetrana – Salice Salentino) che interseca il sito di progetto. Sono presenti costruzioni isolate, alcune delle quali abbandonate. Le colture dominanti sono l'ulivo, la vite, il seminativo e, in misura minore, alberi da frutto. Gli habitat naturali e semi-naturali sono sopravvissuti sui suoli rocciosi, non coltivabili e sono concentrati a sud dell'area di intervento. Non sono presenti ambienti umidi funzionali alla fauna.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 87, di cui n°62 uccelli, 16 mammiferi, 6 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 8 ordini sistematici, 42 sono le specie di passeriformi e 20 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 2 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 4 di rettili e 1 di anfibi.

Allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera. Il rischio di impatto di una centrale eolica sull'avifauna è reale. È strettamente correlato alla densità di individui e alle caratteristiche delle specie che frequentano l'area, in particolare allo stile di volo, alle dimensioni e alla fenologia, alla tipologia degli aereogeneratori, al numero e al posizionamento.

Esaminando i singoli impatti e stimando in **inesistente**, **basso**, **medio** e **alto** il rischio, si ritiene che:

la **MODIFICAZIONE E PERDITA DI HABITAT** sia **inesistente** per gli habitat naturali poiché la realizzazione dell'intervento non prevede alcuna azione a carico di habitat naturali. Bassa è la perdita di habitat agricoli, irrilevante per via della percentuale di superficie coinvolta.

Rispetto al **DISTURBO** si ritiene che ci sarà un impatto **basso** per le specie che frequentano i coltivi, poiché già adattate alla vicinanza con l'uomo. **Inesistente** è per le specie che frequentano gli habitat naturali poiché non sono presenti nell'area.

Rispetto all'**EFFETTO BARRIERA** si ritiene che tale rischio sia **basso** in virtù della notevole distanza dai biotopi di interesse (oltre 8 km).

Rispetto alla **COLLISIONE** si ritiene possa essere **alto** per le specie ornitiche che frequentano i campi, **medio/basso** per quelle che frequentano gli ambienti naturali in virtù della distanza. Le specie

SIA – SINTESI NON TECNICA

ornitiche maggiormente a rischio sono quelle dalle dimensioni corporee medio-grandi, comprese negli ordini sistematici di ciconiformi, accipitriformi, falconiformi, gruiformi e strigiformi. Tuttavia allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera

Per i chirotteri, non sono noti, nelle immediate vicinanze, siti riproduttivi. Nessuna conoscenza è disponibile rispetto alla presenza di rotte migratorie dei chirotteri.

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 (5-12 giri/minuto);
- colorazione a bande bianche e rosse delle pale
- interrimento dei cavi di media tensione ed assenza di linee aeree di alta tensione;
- contenimento dei tempi di costruzione.

SIA – SINTESI NON TECNICA

23. *Impatto visivo*

Premessa. La finalità di un'analisi del paesaggio, oltre a riuscire a leggere i segni che lo connotano, è quella di poter controllare la qualità delle trasformazioni in atto, affinché i nuovi segni, che verranno a sovrapporsi sul territorio, non introducano elementi di degrado, ma si inseriscano in modo coerente con l'intorno.

Il paesaggio deve essere il frutto dell'equilibrio tra permanenza e cambiamento; tra l'identità dei luoghi, legata alla permanenza dei segni che li connotano ed alla conservazione dei beni rari, e la proiezione nel futuro, rappresentata dalle trasformazioni, che vengono via via introdotte con finalità di maggiore sviluppo e benessere delle popolazioni insediate.

Affrontare in questo modo il tema rende necessario assumere una visione integrata, capace di interpretare l'evoluzione del paesaggio, in quanto sistema unitario, nel quale le componenti ecologica e naturale interagiscono con quelle insediativa, economica e socio-culturale.

Ogni intervento di trasformazione territoriale contribuisce a modificare il paesaggio, consolidandone o destrutturandone relazioni ed elementi costitutivi, proponendo nuovi riferimenti o valorizzando quelli esistenti.

Assumere questa consapevolezza significa conseguentemente interrogarsi su come rendere esplicito e condivisibile il rapporto tra previsioni di progetto e l'idea di paesaggio, che esse sottendono; cercare di individuare momenti specifici e modalità di comunicazione utili ad aprire il confronto sui caratteri del paesaggio che abbiamo e quelli del paesaggio che avremo o potremmo avere.

Nell'attuale fase culturale, l'attenzione per il paesaggio porta con sé un implicito apprezzamento per ciò che mantiene un'immagine tradizionale, che denuncia la sedimentazione secolare delle proprie trasformazioni in tracce ben percepibili, o addirittura per ciò che pare intatto e non alterato dal lavoro dell'uomo. Non si tratta, tuttavia, di un atteggiamento permanente ed anzi rappresenta una recente inversione di tendenza, da quando i maggiori apprezzamenti erano rivolti ai paesaggi dell'innovazione, ai segni dello sviluppo rappresentati dalle nuove infrastrutture, dai centri produttivi industriali, dai quartieri "urbani" e dalle colture agrarie meccanizzate. È quindi, relativamente, solo da pochi decenni che ciò che resta e dura nel tempo è divenuto non meno importante di ciò che cambia.

In questo contesto, gli impianti eolici, per il loro carattere fortemente tecnologico e lo sviluppo prevalentemente verticale degli aerogeneratori, devono necessariamente costituirsi come parte integrata nel paesaggio, in cui sono inseriti, risultando impossibili o limitati gli interventi di mitigazione.

L'impatto, che l'inserimento dei nuovi elementi produrrà all'interno del sistema territoriale, sarà, comunque, più o meno consistente in funzione, oltre che dell'entità delle trasformazioni previste, della maggiore o minore capacità del paesaggio di assorbire nuove variazioni, in funzione della sua vulnerabilità.

Vanno, quindi, effettuate indagini di tipo descrittivo e percettivo. Le prime indagano i sistemi di segni del territorio dal punto di vista naturale, antropico, storico-culturale. Quelle di tipo percettivo sono volte a valutare la visibilità dell'opera.

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

SIA – SINTESI NON TECNICA

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:

- Limiti spaziali dell'impatto: identificazione dell'area di impatto visivo, ovvero estensione della Zona di Visibilità Teorica (ZTV)

SIA – SINTESI NON TECNICA

- 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.

Tra i dati riportati in letteratura, si può fare riferimento alle Linee Guida dello *Scottish Natural Heritage*, che definiscono **in condizioni ideali**, in particolare in assenza di alcun tipo di ostacolo, la seguente tabella:

<i>Altezza Massima Torre + Rotore (m)</i>	<i>Distanza di visibilità (km)</i>
50	15
51-70	20
71-85	25
86-100	30
101-130	35
131-150	40
150+	45

(Fonte *Scottish Natural Heritage*)

Un altro studio condotto dall'Università di Newcastle verifica che per turbine fino ad

SIA – SINTESI NON TECNICA

un'altezza di 85 m complessivi (torre + rotore) ad una distanza di 10 km non è più possibile vedere i dettagli della navicella, tanto che un osservatore casuale difficilmente riesce ad individuare un parco eolico, e che i movimenti delle pale sono visibili sino ad una distanza di 15 km.

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 55 e 63 m 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.

- 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;
- 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 di fatto costituisce un ostacolo alla visibilità dell'entroterra dalla linea di costa; si rileva la presenza di due piccole alture, il Monte della Marina di Avetrana e la Masseria Monteruga, ultime propaggini a Sud delle Murge Tarantine, che costituiscono posizioni privilegiate dal punto di vista della visibilità;
- a ovest si mantiene nei 20 km sostanzialmente alla stessa quota;
- a nord-ovest nella direzione dell'abitato di Oria cresce sino ad una quota di 160 m s.l.m. (16 km circa di distanza), quindi si mantiene pressoché su questa quota;
- a nord si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 10-12 km, per poi aumentare a partire dal cordone dunare ad Est di Oria, sino a circa 100 m s.l.m e quindi mantenere la stessa quota;
- a nord-est si mantiene sostanzialmente alla stessa quota sino ad una distanza di 20 km.

In pratica possiamo affermare che:

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 7 km nel punto più vicino

SIA – SINTESI NON TECNICA

in direzione Sud;

Nel quadrante che va da Ovest a Nord la quota sul livello del mare cresce 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 con un rettangolo di dimensioni 40x35 km circa che si estenderà

- a ovest, nord e ad est fino a 20 km dall'impianto;
- a sud fino al mare, 7-12 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:

- 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 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;
- in tutto il quadrante Sud la visibilità è definita dal limite della costa ionica e prima ancora dal terrazzamento posto a circa 2 km dalla costa;
- nei quadranti Nord e Ovest dell'impianto poiché la quota del terreno cresce rispetto alla quota dell'impianto si è preferito allargare l'area di impatto potenziale sino a 20 km.

Lo Studio di Impatto Visivo, come vedremo, sarà particolarmente focalizzato *sull'Area di Interesse* ovvero in un intorno di 11 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 200 m. ***In pratica secondo le LGN l'impatto visivo va indagato in un intorno di circa 10 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 10 km e posizione ortogonale alla dimensione maggiore

SIA – SINTESI NON TECNICA

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, al limite tra le province di Lecce, Brindisi e Taranto, 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 (riquadro 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.



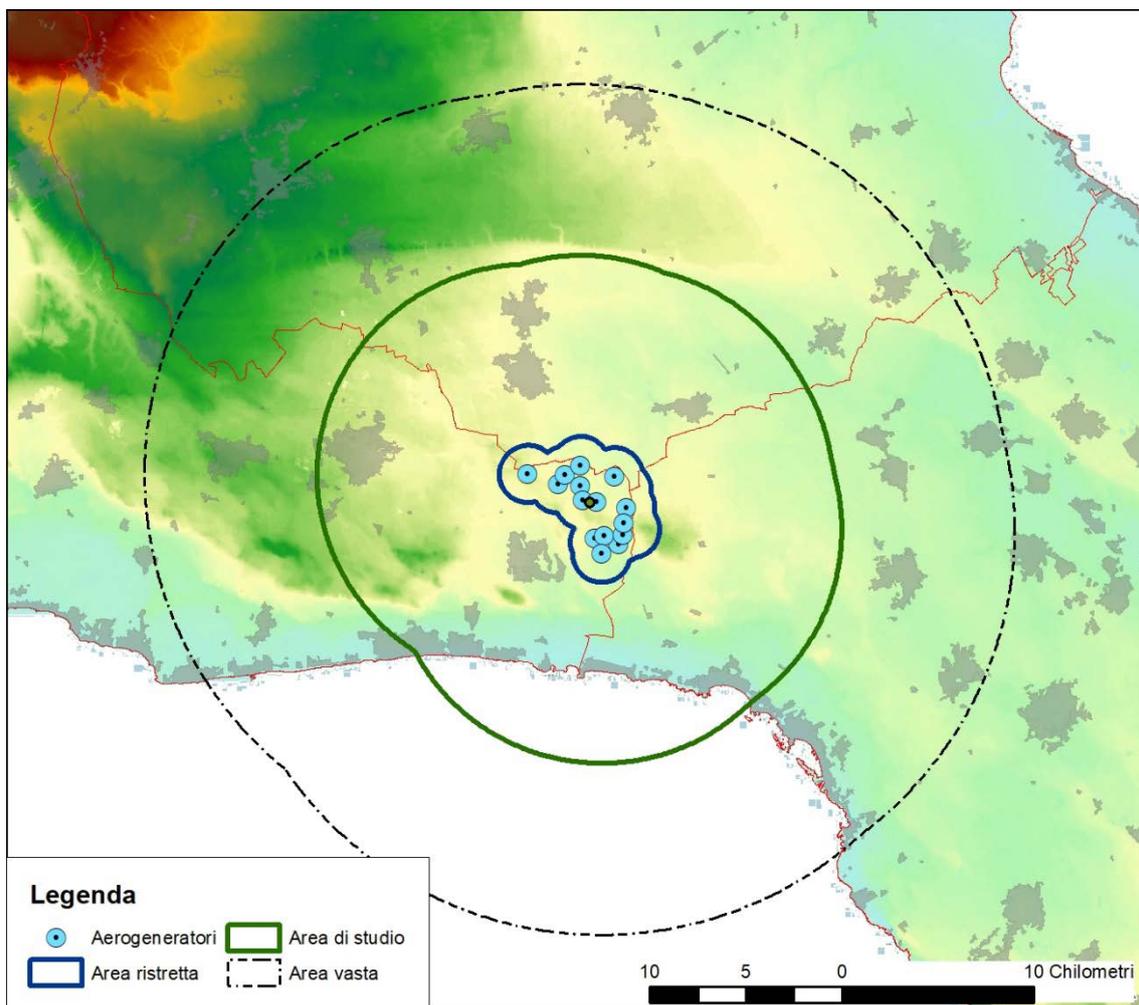
Nel riquadro in rosso il Parco eolico di Lecce3-Surbo

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 10 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

Lo studio è stato condotto facendo riferimento ad una serie di *punti sensibili* racchiusi nell'intorno di 11 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

Mappe di Intervisibilità Teorica. Le Mappe di Intervisibilità Teorica (MIT) individuano, all'interno della ZTV, le aree da dove il Parco Eolico oggetto di studio è *teoricamente* visibile ma da cui potrebbe non essere visibile nella realtà p.e. a schermi naturali o artificiali che non sono rilevati dal DTM (Digital Terrain Model). Le Mappe di Intervisibilità Teorica sono calcolate dal computer utilizzando un software che si basa su un Modello di Digitalizzazione del Terreno DTM (Digital Terrain Model) che di fatto rappresenta la topografia del territorio. Le mappe individuano soltanto una visibilità potenziale, ovvero l'area da cui è visibile l'impianto anche parzialmente o in piccolissima parte, senza peraltro dare alcun tipo di informazione relativamente all'ordine di grandezza (o magnitudo) e la rilevanza dell'impatto visivo.

In pratica le MIT suddividono l'area di indagine in due categorie o classi:

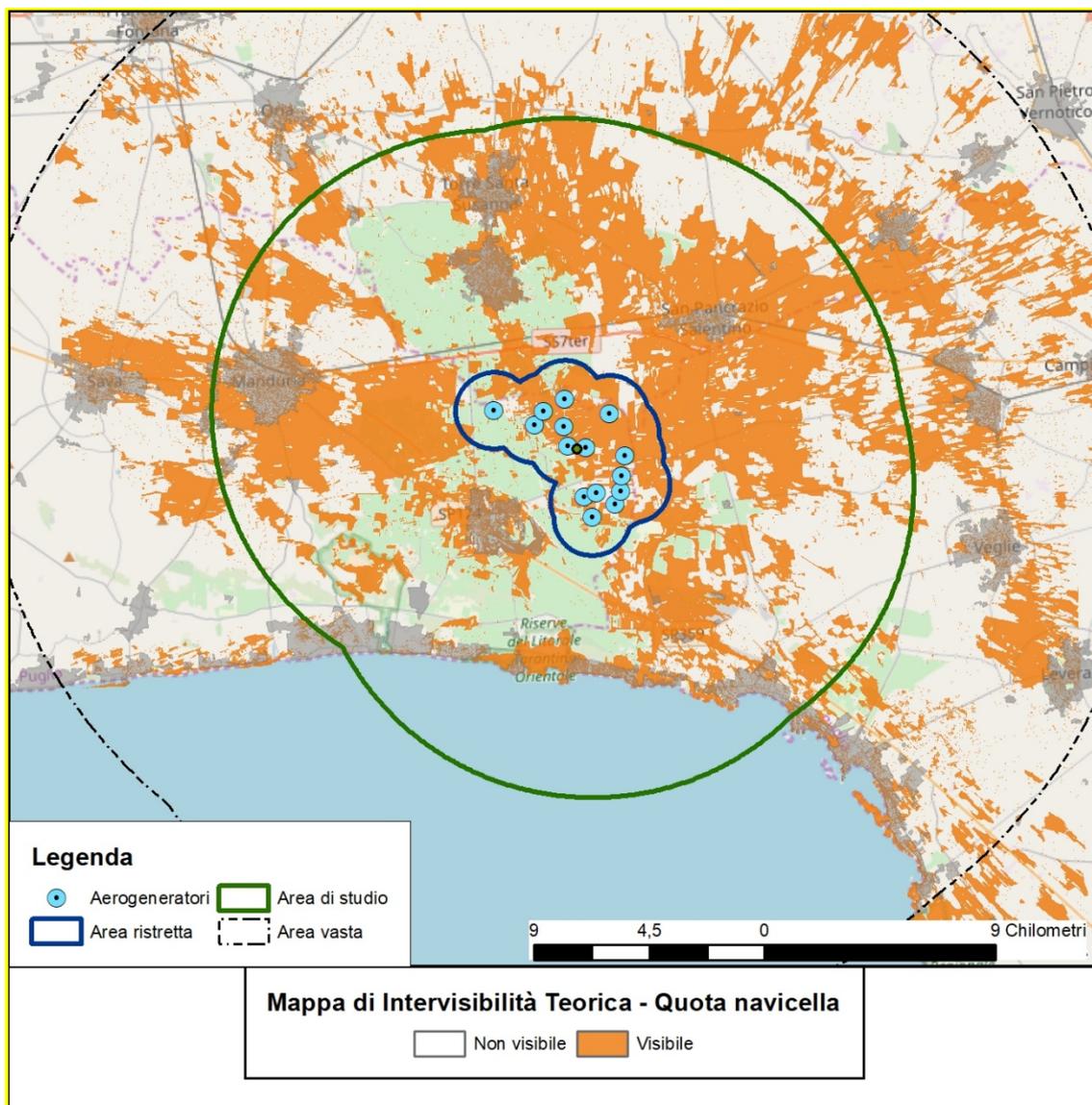
- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore non può vedere l'impianto;
- La classe a cui appartengono i punti del territorio dai quali un osservatore può vedere l'impianto.

Benché le MIT siano uno strumento di indagine molto potente hanno anch'esse dei limiti:

- L'accuratezza è legata alla accuratezza dei dati su cui si basa;
- Non può indicare l'impatto visivo potenziale né la magnitudo di impatto;
- Non è facile verificare in campo l'accuratezza di una MIT, benché alcune verifiche puntuali possono essere condotte durante le ricognizioni in campo

Una MIT non sarà mai "perfetta" per varie motivazioni di carattere tecnico, la più importante delle quali è legata alle vastità dell'area indagata con informazioni sull'andamento del terreno che necessariamente mancheranno di alcuni dettagli.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Rappresentazione in scala ridotta della MIT 2 - quota navicella

A livello di area vasta già da questa figura è possibile evidenziare alcune particolarità:

- L'impianto risulta teoricamente visibile nella parte centrale ed orientale dell'Area di Studio, mentre verso Erchie e Torre Santa Susanna risultano più frequenti aree di non visibilità anche a causa delle aree olivetate;
- Nella fascia Sud l'impianto risulta visibile teoricamente in aree molto più limitate, per lo più coincidenti con le piccole alture ivi presenti; la fascia immediatamente a ridosso della costa risulta in parte protetta dal gradino morfologico che nasconde la vista dell'interno, ma alcune aree, in particolare quella tra Torre Colimena e Torre Castiglione, sono interessate da teorica visibilità della parte meridionale dell'impianto, così come rilevabile in dettaglio nelle tavole 30 che illustrano le Classi di Visibilità;
- A Nord e Nord-Ovest, la morfologia del terreno cagiona una fascia di visibilità attorno ai 10 km di distanza ed una barriera che impedisce la visibilità oltre tale

SIA – SINTESI NON TECNICA

distanza;

- Oltre la distanza dei 10 km, esternamente all'Area di Studio, solo in poche aree l'impianto risulta teoricamente visibile; si rimarca ancora una volta che l'incidenza dell'impatto non è valutabile nelle Mappe di Intervisibilità Teorica, ed è fortemente ridotta dalla distanza;
- Le aree di visibilità all'interno dei centri abitati corrisponde alle quote delle coperture dei fabbricati; l'impianto sarà visibile dai tetti, ma, generalmente, non dalla quota strada.

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 10 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)
- 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;

SIA – SINTESI NON TECNICA

- 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
 - 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.

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 quindici 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

- 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 diciotto 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

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:

SIA – SINTESI NON TECNICA

- **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 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

SIA – SINTESI NON TECNICA

determinato dal prodotto dei due indici sopracitati:

$$\mathbf{IP=VP*VI}$$

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:

$$\mathbf{VP=N+Q+V}$$

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 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:

$$\mathbf{VI=Px(B+F)}$$

SIA – SINTESI NON TECNICA

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.

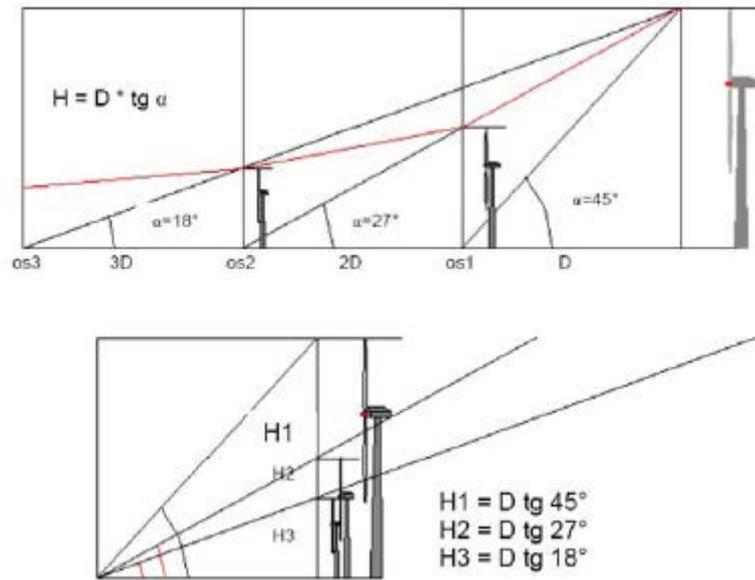
Ad ogni categoria vengono associati i rispettivi valori di panoramicità, riferiti alla visibilità dell'impianto, secondo quanto mostrato nella seguente tabella:

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 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.

SIA – SINTESI NON TECNICA



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, 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.

SIA – SINTESI NON TECNICA

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.

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 nelle 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)

SIA – SINTESI NON TECNICA

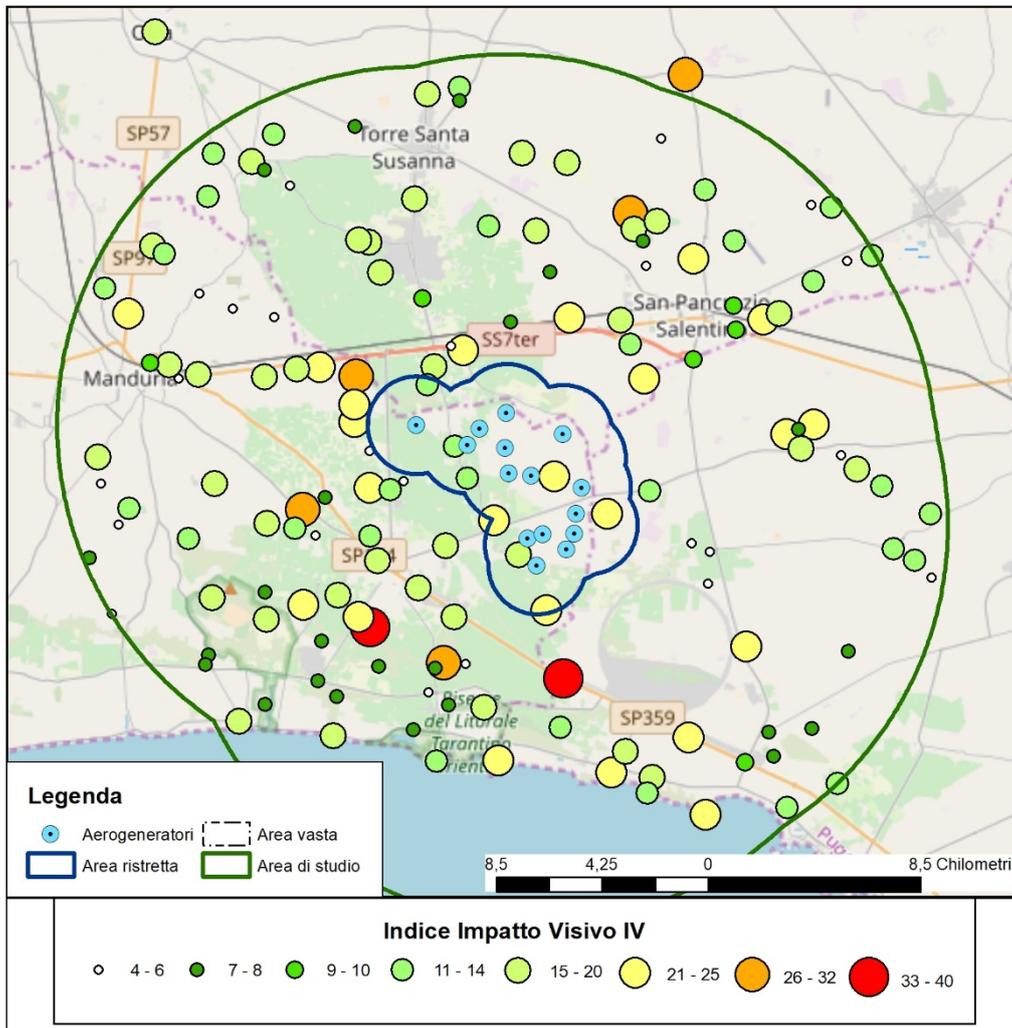
- della qualità degli osservatori (Q)

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.



Valore dell'Impatto (VI) sui Punti Sensibili

SIA – SINTESI NON TECNICA

Sistemi tipologici locali. I risultati dello studio sul valore dell'impatto sono stati poi esaminati in maniera selettiva, raggruppando i Punti Sensibili per *Sistemi Tipologici Locali Caratterizzanti* il Paesaggio rurale e per Luoghi Privilegiati di Fruizione del Paesaggio, in assoluta coerenza con i valori patrimoniali individuati nelle Schede d'Ambito (Ambito n. 10 – Tavoliere Salentino) dal PPTR, sia per il valore paesaggistico significativo, che per l'elevata fruibilità del luogo.

I Sistemi Tipologici così definiti, per ciascuno dei quali andremo a calcolare la Matrice di Impatto, sono:

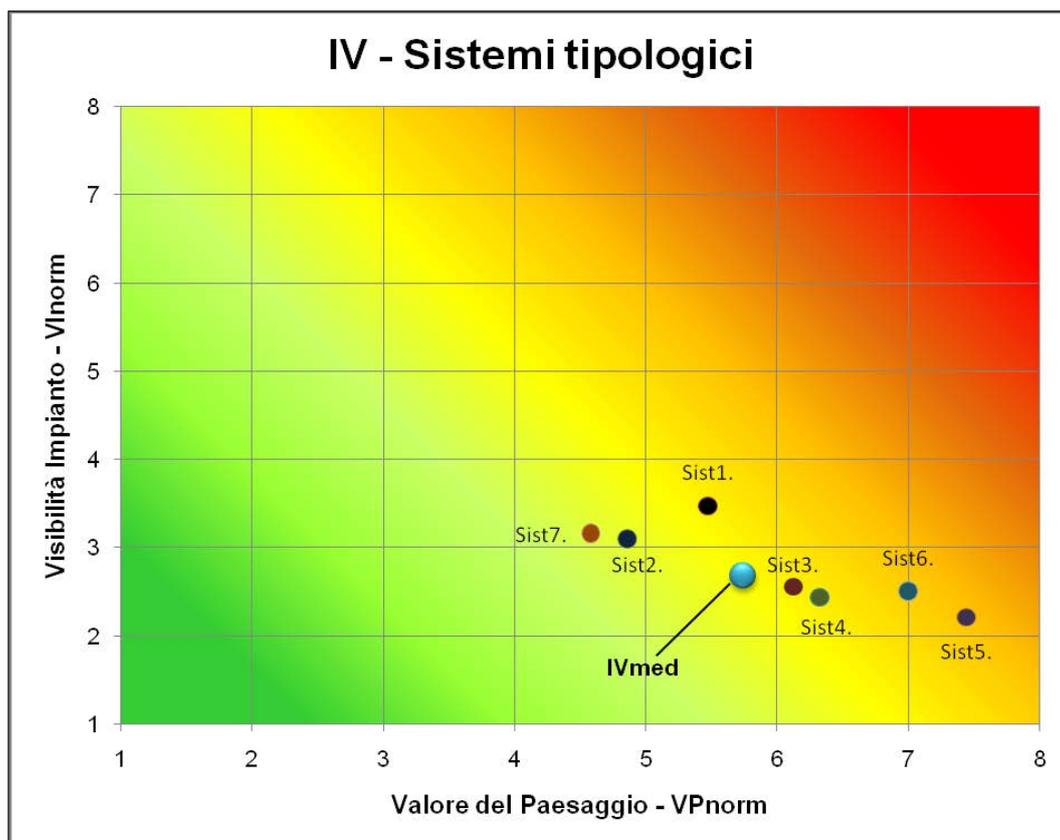
- 1) Componenti visivo percettive ed invarianti strutturali
 - a) Principali lineamenti morfologici
 - b) Sistema agro ambientale
 - c) Sistema insediativo
 - d) Punti panoramici potenziali: sistema delle torri costiere e di masserie fortificate dell'entroterra
- 2) Sistema dei trasporti:
 - a) Strade panoramiche che presentano condizioni visuali privilegiate
 - b) Strade di interesse paesaggistico, che attraversano luoghi di interesse paesaggistico
- 3) Aree di interesse archeologico
- 4) Vincoli architettonici (Sistema delle Masserie dell'entroterra)
- 5) Aree naturali protette ed aree boscate
- 6) Paesaggio della costa ionica ed aree circostanti soggette a vincolo ambientale o paesaggistico, comprese acque superficiali (Vecchia Salina presso Torre Colimena)
- 7) Limite dei centri urbani

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 di dettaglio evidenzia dei valori puntuali mediamente elevati, fino a 40/64.

Con riferimento ai sistemi tipologici presenti nell'area, la matrice riassuntiva evidenzia come i sistemi 5 (aree protette) e 6 (costa ionica) siano quelli dal valore paesaggistico maggiore, a fronte di tutto l'entroterra che presenta solo 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 1 (Invarianti strutturali), che riguarda le principali componenti visivo percettive, non sempre inserite in contesto di valore paesaggistico elevato, ma in molti casi in posizione tale da agevolare la fruizione del paesaggio.

SIA – SINTESI NON TECNICA



Questi risultati, però, ottenuti con un metodo teorico di quantificazione, devono essere ulteriormente valutati con la verifica in campo, di cui i fotoinserimenti 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 fotoinserimento ai fini della valutazione complessiva dell'incidenza dell'impatto visivo.

I fotoinserimenti, che sono allegati all'Relazione di Analisi di Visibilità, evidenziano di contro 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; 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 favorevoli dal punto di vista della morfologia: le piccole alture a sud, Monte della Marina e Masseria Monteruga hanno caratteristiche tali che da subire un impatto più significativo rispetto alle aree circostanti, ma sono di fatto aree a bassissima frequentazione; di contro le posizioni a Nord, abitato di Oria e cordone dunale fossile che da Oria si estende verso Est, più soggette a presenze di persone,

SIA – SINTESI NON TECNICA

sono però a distanza tale dall'area di progetto da rendere scarsamente significativa la presenza dell'impianto all'orizzonte.

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.

Durata e reversibilità dell'impatto. La durata dell'impatto è strettamente legata alla Autorizzazione Unica alla costruzione ed all'esercizio del parco eolico, che, ai sensi del D. Lgs. 387/2003 e della normativa regionale avrà una durata di **20 anni**. Alla scadenza di tale termine la società proponente provvederà alla rimozione integrale delle opere.

Dal punto di vista della reversibilità dell'impatto visivo, la rimozione degli aerogeneratori, eliminando l'origine unica di tale impatto (la visibilità degli aerogeneratori a distanza), costituirà garanzia di **reversibilità totale** dello stesso.

Misure di mitigazione. L'impatto visivo di un impianto eolico non può essere in alcun modo evitato.

Tuttavia, al fine di rendere minimo l'impatto visivo delle varie strutture del progetto e contribuire, per quanto possibile, alla loro integrazione paesaggistica, si adotteranno le seguenti soluzioni:

- Nel posizionamento degli aerogeneratori si è utilizzato il classico posizionamento a cluster con i quindici aerogeneratori disposti su più file ciascuna costituita da uno a cinque aerogeneratori. La disposizione degli aerogeneratori sulle file è ad arco, che si dispongono perpendicolari alle direzioni principali da cui spira il vento NW e SE. Il territorio in cui si inserisce l'impianto è quello tipico del mosaico del Piana Salentina senza una direzione preferenziale. Le geometrie del territorio sono allora dettate dalla viabilità principale, in particolare la SS7ter nella direzione E-O da San Pancrazio a Manduria e la SP144 che parte da Avetrana in direzione Ovest verso Salice Salentino. Possiamo pertanto affermare che il posizionamento degli aerogeneratori finisce per assecondare le principali geometrie del territorio.
- La viabilità di servizio sarà finita con materiali drenanti tufacei di origine naturale, tipiche della zona
- Tutti i cavidotti dell'impianto saranno interrati e l'impianto è molto vicino al punto di connessione alla RTN (circa 2 km)
- Le torri degli aerogeneratori saranno tinteggiate con vernici di colore bianco opaco antiriflettenti
- Le segnalazioni aeree notturne e diurne saranno limitate agli aerogeneratori terminali del parco eolico. La segnalazione diurna sarà realizzata con pale a bande rosse e bianche; la segnalazione notturna con luci rosse conformi alle normative aeronautiche
- Non sono previste cabine di trasformazione a base torre, né altri vani tecnici
- Gli aerogeneratori saranno installati in un'area pianeggiante, con altezza (base torre) di installazione intorno ai 57/63 m s.l.m. La disposizione degli aerogeneratori è, come detto, a cluster. Ciò in assoluto accordo a con letteratura tecnica di riferimento che allo scopo di limitare l'impatto, suggerisce di avere una disposizione a cluster in aree pianeggianti.

SIA – SINTESI NON TECNICA

24. 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 -	MA	T -

Sintesi degli impatti**Fase di costruzione**

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.

Fase di esercizio

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.

Impatto visivo

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

E' evidente che gli aerogeneratori sono visibili in un'area che si estende anche oltre gli 11 km considerati nello Studio di Impatto di visivo è altresì evidente, però, che di fatto già ad una distanza di 8-9 km la *visibilità* degli aerogeneratori di fatto non genera necessariamente *impatto visivo*.

SIA – SINTESI NON TECNICA

Più in generale e quindi riferendosi anche alle aree più vicine, fattori che generano una mitigazione sono legati alle caratteristiche proprie dell'area e si possono riassumere nei seguenti punti.

- 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; 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 favorevoli dal punto di vista della morfologia: le piccole alture a sud, Monte della Marina e Masseria Monteruga hanno caratteristiche tali che da subire un impatto più significativo rispetto alle aree circostanti, ma sono di fatto aree a bassissima frequentazione; di contro le posizioni a Nord, abitato di Oria e cordone dunale fossile che da Oria si estende verso Est, più soggette a presenze di persone, sono però a distanza tale dall'area di progetto da rendere scarsamente significativa la presenza dell'impianto all'orizzonte.

Osserviamo anche che per quanto riguarda le zone costiere generalmente più interessate ai flussi turistici non esiste alcuno studio che abbia dimostrato una correlazione negativa tra luoghi di frequentazione turistica ed esistenza in prossimità degli stessi di parchi eolici.

Impatto su flora fauna ed ecosistemi

L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco (macchia) è comunque limitato ad alcuni punti, ovvero puntuale e non esteso a vaste aree.

L'impatto sulle componenti arbustive intorno ai muretti a secco è reversibile nel momento in cui si avrà cura di non effettuare estirpazione ma solo potature, in modo da permettere una immediata ricrescita delle specie arboree. Qualora si dovesse ricorrere puntualmente e per poche unità all'estirpazione, terminata la fase di cantiere sarà possibile effettuare il reimpianto delle stesse specie. 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.) fatta eccezione per la presenza di un unico sito con habitat naturali. Qui si possono formare concentrazioni di uccelli che utilizzano il sito quale dormitorio o area trofica. Inoltre l'impianto non insiste in aree forestali. Nessun dato bibliografico però riporta concentrazioni significative all'interno di tale sito.

Il sito si presenta nel complesso di discreto interesse faunistico, nonostante la destinazione prevalentemente agricola, per la presenza dei suddetti habitat naturali. 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.

Il totale delle specie presenti nell'area nell'anno è di 87, di cui n°62 uccelli, 16 mammiferi, 6 rettili e 3 anfibi. Gli uccelli appartengono a 8 ordini sistematici, 42 sono le specie di passeriformi e 20 di non passeriformi. Appartengono all'allegato II della Dir. Uccelli n° 12 specie di uccelli, all'allegato II della Dir. Habitat 2 specie di rettile e all'all. IV della stessa Dir n°2 mammiferi, 4 di rettili e 1 di anfibi.

Il sito non è stato oggetto mai oggetto di studio avifaunistico. Allo stato attuale delle conoscenze, che derivano da esperienza personale degli esperti e da dati raccolti per il presente studio, si ritiene medio-

SIA – SINTESI NON TECNICA

bassa la probabilità di interazioni tra la costruzione del parco eolico e i migratori. Una osservazione diretta dovrebbe essere riferita a più periodi nell'anno.

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

Il rischio di collisioni tra avifauna e una centrale eolica sull'avifauna è reale. È strettamente correlato alla densità di individui e alle caratteristiche delle specie che frequentano l'area, in particolare allo stile di volo, alle dimensioni e alla fenologia, alla tipologia degli aerogeneratori, al numero e al posizionamento.

Allo stato attuale delle conoscenze non è possibile una stima attendibile del numero di collisioni che la realizzazione di un progetto di impianto eolico può procurare, se non attraverso un monitoraggio della fase di esercizio dell'opera.

Le specie ornitiche maggiormente a rischio sono quelle dalle dimensioni corporee medio-grandi, comprese negli ordini sistematici di ciconiformi, accipitriformi, falconiformi, gruiformi e strigiformi. Nella tabella che segue sono dettagliati i rischi di impatto per ogni specie, in considerazione anche delle abitudini comportamentali.

Per i chiroteri, non sono noti, nelle immediate vicinanze, siti riproduttivi. Nessuna conoscenza è disponibile rispetto alla presenza di rotte migratorie dei chiroteri.

In definitiva il rischio di collisioni tra avifauna e pale eoliche esiste ma è difficile indicarne l'entità, che in realtà si presume sia molto bassa.

Caratteristiche del progetto che mitigano la possibilità di collisioni con l'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
- mancanza di un reale effetto barriera atteso che gli aerogeneratori sono molto distanti tra loro;
- utilizzo di aerogeneratori a bassa velocità di rotazione (4-12 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.

Infine si ritiene remoto la possibilità che la realizzazione dell'impianto eolico in progetto possa determinare in maniera irreversibile la perdita delle caratteristiche dell'habitat naturale.

Impatto acustico

Per quanto concerne l'impatto acustico nell'area 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 (ovvero gli edifici rurali abitati più vicini agli aerogeneratori), nella non applicabilità del criterio, in quanto ogni effetto del rumore è da ritenersi trascurabile (art. 4, comma 2 del DPCM 14/11/97);

SIA – SINTESI NON TECNICA

- 4) il traffico indotto dalla fase di esercizio, non risulta tale da determinare incrementi di rumorosità sul clima sonoro attualmente presente.

Uso del suolo

Come più volte affermato l'impianto eolico sarà realizzato in un'area di ormai secolare antropizzazione agricola. In termini di uso del suolo in fase di esercizio l'impianto occuperà complessivamente un'area di circa 3,7 ha (2.500 mq per aerogeneratore). Pertanto l'occupazione territoriale è evidentemente molto bassa soprattutto se commisurata alla notevole quantità di energia prodotta dall'impianto, oltre 152 GWh/anno, corrispondente al consumo annuo medio di 56.300 famiglie composte da 4 persone.

Fase di dismissione

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.

Inoltre vale la pena, ancora una volta, rimarcare che **tutti gli impatti sono reversibili**: terminata la vita utile dell'impianto, che ricordiamo è autorizzato ad un esercizio di 20 anni, potrà essere eseguito lo smantellamento dello stesso e tutti gli impatti prodotti (visivo, rumore, su flora fauna, utilizzo del suolo) cesseranno di esistere

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