

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)

P R O G E T T O D E F I N I T I V O

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

Tavola :

Titolo :

R.01

Relazione Descrittiva

Cod. Identificativo elaborato :

PFQVY05_RelazioneDescrittiva_01

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.

Sommario

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO	3
1.1. Finalità dell'intervento	3
1.2. Descrizione e livello qualitativo dell'opera	3
2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO	5
2.1. Principali norme comunitarie	5
2.2. Principali norme nazionali	5
2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti	6
3. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE	8
4. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO	9
4.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto	9
4.1. Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta	13
4.2. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area	14
4.3. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale	15
4.4. Cavidotto: interferenze ed interazioni	19
5. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO	21
5.1. Principali caratteristiche del progetto	21
5.1.1. Aerogeneratori	21
5.1.2. Coordinate Aerogeneratori	21
5.1.3. Segnalazione aerea notturna e diurna	22
5.1.4. Fondazioni	24
5.1.5. Piazzole di montaggio	26
5.1.6. Trincee e cavidotti MT	27
5.1.7. Sottostazione elettrica di connessione e consegna	27
5.1.8. Trasporti eccezionali	28
5.1.9. Strade e piste di cantiere	29
5.1.10. Regimazione idraulica	30
5.1.11. Ripristini	30
5.1.12. Sintesi dei principali dati di progetto	31
5.2. Progettazione esecutiva	31
5.2.1. Scelta aerogeneratori	31
5.2.2. Calcoli strutture	31
5.2.3. Dimensionamento elettrico	32
5.2.4. Cronoprogramma esecutivo	32
6. COSTI E BENEFICI	34
6.1. Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)	34
6.2. Costi esterni	36
6.2.1. Benefici globali	41
6.3. Benefici locali	47
6.4. Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali	48
7. RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI	50
7.1.1. Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto	50
7.1.2. Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto	50
7.1.3. Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto	50
7.2. Inquinamento e disturbi ambientali	51
8. ELENCO ENTI	53

1. DESCRIZIONE GENERALE DEL PROGETTO

1.1. Finalità dell'intervento

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

1.2. Descrizione e livello qualitativo dell'opera

I principali componenti dell'impianto sono:

- i generatori eolici installati su torri tubolari in acciaio con fondazioni in c.a.;
- le linee elettriche di media tensione in cavo interrato, con tutti i dispositivi di sezionamento e protezione necessari;
- la Sottostazione di Trasformazione (SSE) MT/AT e connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale, ovvero tutte le apparecchiature (interruttori, sezionatori, TA, TV, ecc.) necessarie alla realizzazione della connessione elettrica dell'impianto.

L'energia elettrica prodotta a 800 V in c.a. dagli aerogeneratori installati sulle torri, viene prima trasformata a 30 kV (da un trasformatore all'interno di ciascun aerogeneratore) e quindi immessa in una rete in cavo a 30 kV (interrata) per il trasporto alla SSE, dove subisce una ulteriore trasformazione di tensione (30/150 kV) prima dell'immissione nella rete TERNA(RTN) di alta tensione a 150 kV.

Opere accessorie, e comunque necessarie per la realizzazione del parco eolico, sono le strade di collegamento e accesso (piste), nonché le aree realizzate per la costruzione delle torri (aree lavoro gru o semplicemente piazzole). Terminati i lavori di costruzione, strade e piazzole sono ridotte nelle dimensioni (con ripristino dello stato dei luoghi) ed utilizzate in fase di manutenzione dell'impianto.

In relazione alle caratteristiche plano-altimetriche, al numero ed alla tipologia di torri e generatori eolici da installare (15 aerogeneratori della potenza unitaria di 4,2 MW, per una potenza complessiva di 63MW), si stima per ciascun aerogeneratore del parco eolico una produzione di energia elettrica di almeno 2.417 ore equivalenti/anno, corrispondenti ad una produzione totale non inferiore a 152.271 MWh/anno.

Tutte le componenti dell'impianto sono progettate per un periodo di vita utile di 30 anni, senza la necessità di sostituzioni o ricostruzioni di parti. Un impianto eolico tipicamente è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni. Dopo tale periodo si prevede lo smantellamento

dell'impianto ed il ripristino delle condizioni preesistenti in tutta l'area, ivi compresa la distruzione (parziale) e l'interramento sino ad un 1m di profondità dei plinti di fondazione.

Tutto l'impianto e le sue componenti, incluse le strade di comunicazione all'interno del sito, saranno progettate e realizzate in conformità a leggi e normative vigenti.

2. CONTESTO NORMATIVO DI RIFERIMENTO

2.1. Principali norme comunitarie

I principali riferimenti normativi in ambito comunitario sono:

- **Direttiva 2001/77/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del settembre 2001, sulla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **Direttiva 2006/32/CE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 5 aprile 2006, concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e recante l'abrogazione della Direttiva 93/76/CE del Consiglio.
- **Direttiva 2009/28/CEE** del Parlamento Europeo e del Consiglio, del 23 aprile 2009, sulla promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE.

2.2. Principali norme nazionali

In ambito nazionale, i principali provvedimenti che riguardano la realizzazione di impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili o che la incentivano sono:

- **D.P.R. 12 aprile 1996.** Atto di indirizzo e coordinamento per l'attuazione dell'art. 40, comma 1, della legge n. 146/1994, concernente disposizioni in materia di valutazione di impatto ambientale.
- **D.lgs. 112/98.** Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle Regioni ed agli Enti Locali, in attuazione del Capo I della Legge 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.lgs. 16 marzo 1999 n. 79.** Recepisce la direttiva 96/92/CE e riguarda la liberalizzazione del mercato elettrico nella sua intera filiera: produzione, trasmissione, dispacciamento, distribuzione e vendita dell'energia elettrica, allo scopo di migliorarne l'efficienza.
- **D.lgs. 29 dicembre 2003 n. 387.** Recepisce la direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità. Prevede fra l'altro misure di razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative per impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.
- **D.lgs 152/2006 e s.m.i.** Norme in materia ambientale
- **D.lgs. 115/2008** Attuazione della Direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della Direttiva 93/76/CE.
- **Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili** (direttiva 2009/28/CE) approvato dal Ministero dello Sviluppo Economico in data 11 giugno 2010.

- **D.M. 10 settembre 2010 Ministero dello Sviluppo Economico. *Linee guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili.*** Definisce le regole per la trasparenza amministrativa dell'iter di autorizzazione nell'accesso al mercato dell'energia; regola l'autorizzazione delle infrastrutture connesse e, in particolare, delle reti elettriche; determina i criteri e le modalità di inserimento degli impianti nel paesaggio e sul territorio, con particolare riguardo agli impianti eolici (*Allegato 4 Impianti eolici: elementi per il corretto inserimento degli impianti nel paesaggio*).
- **D.lgs. 3 marzo 2011 n. 28.** Definisce strumenti, meccanismi, incentivi e quadro istituzionale, finanziario e giuridico, necessari per il raggiungimento degli obiettivi fino al 2020 in materia di energia da fonti rinnovabili, in attuazione della direttiva 2009/28/CE e nel rispetto dei criteri stabiliti dalla legge 4 giugno 2010 n. 96.
- **SEN Novembre 2017.** Strategia Energetica Nazionale – documento per consultazione. Il documento è stato approvato con Decreto del Ministro dello Sviluppo Economico e Ministro dell'Ambiente del 10 novembre 2017.

2.3. Legislazione Regionale e Normativa Tecnica, principali riferimenti

I principali riferimenti normativi seguiti nella redazione del progetto e della presente relazione sono:

- **L.R. n. 11 del 12 aprile 2001.**
- **Delibera G.R. n. 131 del 2 marzo 2004** Linee Guida per la valutazione ambientale in relazione alla realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia;
- **PEAR Regione Puglia** adottato con Delibera di G.R. n.827 del 08-06-2007;
- **Legge regionale n. 31 del 21/10/2008**, norme in materia di produzione da fonti rinnovabili e per la riduzione di immissioni inquinanti e in materia ambientale;
- **PPTR – Puglia** Piano Paesaggistico Tematico Regionale - Regione Puglia;
- **Linee Guida per la realizzazione di impianti eolici nella Regione Puglia** – a cura dell'assessorato all'Ambiente Settore Ecologia del Gennaio 2004;
- **Deliberazione della Giunta Regionale n. 3029 del 30 dicembre 2010**, Approvazione della Disciplina del procedimento unico di autorizzazione alla realizzazione ed all'esercizio di impianti di produzione di energia elettrica;
- **Regolamento Regionale n. 24/2010** Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico del 10 settembre 2010, "*Linee Guida per l'Autorizzazione degli impianti alimentati da fonte rinnovabile*", recante l'individuazione di aree e siti non idonei all'installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia;

- **Regolamento Regionale 30 novembre 2012, n. 29** - Modifiche urgenti, ai sensi dell'art. 44 comma 3 dello Statuto della Regione Puglia (L.R. 12 maggio 2004, n. 7), del Regolamento Regionale 30 dicembre 2012, n. 24 "Regolamento attuativo del Decreto del Ministero dello Sviluppo del 10 settembre 2010 Linee Guida per l'autorizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, recante la individuazione di aree e siti non idonei alla installazione di specifiche tipologie di impianti alimentati da fonti rinnovabili nel territorio della Regione Puglia.";
- **Delibera di Giunta Regionale n. 2122 del 23/10/2012** con la quale la Regione Puglia ha fornito gli indirizzi sulla valutazione degli effetti cumulativi di impatto ambientale con specifico riferimento a quelli prodotti da impianti per la produzione di energia da fonte rinnovabile.

Inoltre, gli impianti e le reti di trasmissione elettrica saranno realizzate in conformità alle normative CEI vigenti in materia, alle modalità di connessione alla rete previste dal GSE e da TERNA, con particolare riferimento alla Norma CEI 0-16, Regole tecniche di connessione per la connessione di utenti attivi e passivi alle reti AT e MT delle imprese distributrici di energia elettrica.

Per quanto concerne gli aspetti di inquadramento urbanistico del progetto, i principali riferimenti sono:

- PPTR Piano Paesaggistico Territoriale– PPTR Regione Puglia, con riferimenti anche al PUTT/P (“Piano Urbanistico Territoriale Tematico “Paesaggio”) - Regione Puglia (sebbene non più in vigore);
- PRG di Avetrana (TA)
- PRG di Erchie (BR).

3. STRATEGIA ENERGETICA NAZIONALE

La Strategia Energetica Nazionale (SEN) è stata approvata con Decreto del Ministero dello Sviluppo Economico e dal Ministero dell'Ambiente il 10 novembre 2017. Obiettivi dichiarati di tale strategia sono:

- Aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei;
- Migliorare la sicurezza dell'approvvigionamento e della fornitura;
- Decarbonizzare il sistema energetico in linea con gli obiettivi di lungo termine dell'Accordo di Parigi

Lo stesso documento afferma che la crescita economica sostenibile sarà conseguenza dei tre obiettivi e sarà perseguita attraverso le seguenti priorità di azione:

- 1- Lo sviluppo delle rinnovabili;
- 2- L'efficienza energetica;
- 3- La sicurezza energetica;
- 4- La competitività dei Mercati Energetici;
- 5- L'accelerazione della decarbonizzazione;
- 6- Tecnologia, Ricerca e Innovazione

E' evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 27% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il grande eolico, vicine al market parity, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti.

E' evidente pertanto che l'impianto in progetto è coerente con gli obiettivi e le strategie proposte dal SEN.

4. PROFILO LOCALIZZATIVO DEL PROGETTO

4.1. Principali caratteristiche dell'area di progetto

Il progetto di Parco Eolico prevede la realizzazione di 15 aerogeneratori posizionati in un'area agricola nel territorio comunale di Avetrana (TA). 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).

Come da soluzione tecnica e da progetto di connessione validato da TERNA S.p.a., è previsto che la connessione alla Rete di Trasmissione Nazionale avvenga in corrispondenza del nodo rappresentato dalla SE TERNA di Erchie (in agro di Erchie - BR), nelle immediate vicinanze della quale sarà realizzata una Sottostazione Elettrica Utente (SSE) di trasformazione e consegna. Il cavidotto in media tensione di connessione Parco Eolico – SSE Utente sarà interrato ed interesserà i territori comunali di Avetrana (TA), San Pancrazio Salentino (BR) ed Erchie (BR). La connessione tra SSE Utente - SE TERNA Erchie avverrà in cavo interrato AT a 150 kV ed avrà una lunghezza di circa 235 m.

L'Area di Intervento propriamente detta è delimitata:

- a nord dal confine provinciale Taranto – Brindisi, tra i territori comunali di Avetrana (TA) e Erchie (BR);
- a nord-est dal confine provinciale Taranto – Brindisi, tra i territori comunali di Avetrana (TA) e San Pancrazio Salentino (BR)
- a est dal confine provinciale Taranto – Lecce, tra i territori comunali di Avetrana (TA) e Salice Salentino (LE), Nardò (LE)
- a sud dalla strada consortile di proprietà del Consorzio di Bonifica Arneo e quindi dal Bosco di Motunato, tutto nel territorio comunale di Avetrana
- a ovest dalla strada provinciale "Sole-Cicirella"
- a nord-ovest dalla strada che costeggia la condotta AQP

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. All'interno dell'area di intervento è anche presente una zona a macchia di tipo relittuale non interessata direttamente dagli aerogeneratori e dalle infrastrutture di impianto (strade, piazzole, cavidotti). Tutti gli aerogeneratori ricadono in aree a seminativo e non interessano vigneti ed uliveti.

Le masserie più vicine sono:

- Masseria Frassanito (rudere, non abitata), agro di Avetrana: 420 m dall'aerogeneratore n. AV02 di progetto;
- Masseria Centonze, agro di Avetrana: ubicata 630 m da aerogeneratore AV08 di progetto e 670 m da aerogeneratore AV09 progetto;
- Masseria San Paolo, in agro di Salice Salentino (LE), ubicata 750 m da aerogeneratore AV13 di progetto.

La distanza dall'edificio rurale abitato più vicino è di circa 450 m.

La distanza minima da strade provinciali è di almeno 300 m.

La distanza dalla SS7 ter è di circa 2,3 km (aerogeneratore AV01)

L'accesso alle aree del sito sarà oggetto di studio dettagliato in fase di redazione del progetto esecutivo, i principali componenti di impianto (navicelle, pale) arriveranno dal porto di Taranto, secondo un percorso meglio dettagliato più avanti.

Il progetto è stato elaborato nel rispetto puntuale del sistema delle tutele introdotto dal PPTR ed articolato nei beni paesaggistici ed in ulteriori contesti paesaggistici con riferimento a tre sistemi, ovvero:

1. Struttura idrogeomorfologica
 - a. Componenti geomorfologiche
 - b. Componenti idrologiche
2. Struttura ecosistemica e ambientale
 - a. Componenti botanico vegetazionali
 - b. Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici
3. Struttura antropica e storico culturale
 - a. Componenti culturali ed insediative
 - b. Componenti dei valori percettivi

- Con riferimento ai contesti paesaggistici individuati come *Componenti geomorfologiche* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica;
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti idrologiche* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica;
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti botanico-vegetazionali* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. nell'area degli aerogeneratori AV10, AV11, AV12, AV13, AV14, AV15 di fatto non ci sono interferenze con tale Componente paesaggistica.
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti delle aree protette e dei siti naturalistici* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. La zona umida costiera Palude del Conte e Dune di Punta Prosciutto ha una distanza minima di 3,5 km dall'aerogeneratore più vicino (AV14);
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti culturali e insediative* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica. L'aerogeneratore AV10 di progetto ricade a circa 2,5 km dal centro abitato di San Pancrazio, Masseria Centonze (centro azienda agricola) è ubicato a 630 m dall'aerogeneratore AV08 di progetto;
- Con riferimento ai beni ed agli ulteriori contesti paesaggistici individuati come *Componenti dei valori percettivi* dal PPTR, l'area di impianto e delle opere connesse non ricade in zone identificate nel sistema di tutela paesaggistica.

Benché il PPTR, a differenza del PUTT/p, non preveda Ambiti Territoriali Estesi è stata comunque verificata la posizione degli aerogeneratori e di tutti i componenti dell'impianto (cavidotto, SSE, strade di accesso) rispetto a tale classificazione indicata nel PUTT/p, al fine di verificare anche altri atti normativi, in particolare il R.R. 24/2010 che fanno esplicito riferimento a questa classificazione delle aree sul territorio regionale pugliese.

Nello specifico, dal confronto della tavola del P.U.T.T. in scala 1:25.000, relativa alla classificazione degli Ambiti Territoriali Estesi, si evince che tutti gli aerogeneratori di progetto, così come tutte le infrastrutture necessarie alla costruzione ed esercizio dell'impianto, non ricadono in aree classificate in termini di Ambiti Estesi di tipo A e B del PUTT/p.

In riferimento all'Allegato 1 del R.R. n°24 (riportante i principali riferimenti normativi, istitutivi e regolamentari che determinano l'inidoneità di specifiche aree all'installazione di determinate dimensioni e tipologie di impianti da fonti rinnovabili e le ragioni che evidenziano un'elevata probabilità di esito negativo delle autorizzazioni) si è verificata l'eventuale interferenza dell'impianto eolico in progetto (aerogeneratori, cavidotto interrato e sottostazione elettrica di trasformazione e connessione alla RTN), con aree non idonee ai sensi del richiamato Regolamento, di cui si riporta l'elenco puntuale.

- Aree naturali protette nazionali: non presenti
- Aree naturali protette regionali: non presenti
- Zone umide Ramsar: non presenti
- Sito d'Importanza Comunitaria (SIC): non presenti
- Zona Protezione Speciale (ZPS): non presenti
- Important Bird Area (IBA): non presenti
- Altre aree ai fini della conservazione della biodiversità (Vedi PPTR, Rete ecologica Regionale per la conservazione della Biodiversità): non presenti
- Siti Unesco: non presenti
- Beni Culturali +100 m (Parte II D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1089/1939): non presenti
- Immobili ed aree dichiarati di notevole interesse pubblico (art. 136 D.Lgs 42/2004, Vincolo L.1497/1939): non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Territori costieri fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Laghi e Territori contermini fino a 300 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Fiumi, torrenti e corsi d'acqua fino a 150 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Boschi + buffer di 100 m: non presenti.
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Zone Archeologiche + buffer di 100 m: non presenti
- Aree tutelate per legge (art. 142 D.Lgs 42/2004) – Tratturi + buffer di 100 m: non presenti
- Aree a pericolosità idraulica: non presenti
- Aree a pericolosità geomorfologica: non presenti
- Ambito A (PUTT): non presenti
- Ambito B (PUTT): non presenti
- Area edificabile urbana + buffer di 1 km: non presenti
- Segnalazione carta dei beni + buffer di 100 m: non presenti

- Coni visuali: non presenti
- Grotte + buffer di 100 m: non presenti
- Lame e gravine: non presenti
- Versanti: non presenti
- Aree agricole interessate da produzioni agro-alimentari di qualità (Biologico, D.O.P., I.G.P., S.T.G., D.O.C., D.O.C.G.): osserviamo quanto di seguito:

Vigneto

Per la realizzazione della pista di accesso all'aerogeneratore AV03 di progetto si renderà necessario l'espianto di circa 500 mq di vigneto. Terminata la costruzione si potrà intervenire ripristinando la coltura.

Uliveti

Per quanto concerne gli uliveti si rendono necessari alcuni espianti in quattro zone per permettere la realizzazione delle strade di accesso degli aerogeneratori. Il reimpianto avverrà in corrispondenza degli stessi punti o comunque nell'ambito della stessa area (si veda Relazione su espianto e reimpianto degli ulivi).

- A. Per la realizzazione dell'area di allargamento a nord dell'aerogeneratore AV01 per la pista in direzione dell'aerogeneratore AV03 si rende necessario l'espianto di 6 alberi di ulivo.
- B. Per la realizzazione dell'area di manovra a nord dell'aerogeneratore AV01 si rende necessario l'espianto di 3 alberi di ulivo.
- C. Per l'accesso all'aerogeneratore AV01 di progetto dalla Strada Provinciale si rende necessario l'espianto di 8 alberi di ulivo.
- D. Per l'accesso all'aerogeneratore AV05 di progetto si rende necessario l'espianto di 26 alberi di ulivo giovani.

4.1. Impianti FER presenti nell'area e nell'area vasta

Nel territorio della presente proposta progettuale e nell'area vasta è presente un altro impianto eolico ed alcuni impianti fotovoltaici già in esercizio.

Nel vicino Comune di Erchie è presente un Parco Eolico già in esercizio, costituito da 15 aerogeneratori Gamesa G90, di potenza pari a 2 MW, ciascuno installato su torre tubolare in acciaio di altezza pari a 80 m, e aventi rotore con diametro di 90 m. La distanza minima tra aerogeneratori in progetto (aerogeneratore n.1) e aerogeneratori in esercizio è di circa 1,15 km.

Nello Studio di Impatto Ambientale saranno indagati gli effetti cumulativi di impatto con gli aerogeneratori esistenti, oltre che eventuali impatti cumulativi con impianti fotovoltaici presenti nell'area di progetto.

4.2. Aspetti geologici ed idrogeologici dell'area

La morfologia risulta pianeggiante ed è posizionata ad una quota topografica variabile da 57 a 78 metri s.l.m., degradando dolcemente verso sud.

Il paesaggio fisico è costituito da una depressione alluvionale tabulare; tettonicamente è collocata all'interno di un esteso graben che si allunga in direzione NW-SE ed è delimitata ai lati da due horst, denominati localmente "Serre", dove affiorano le rocce carbonatiche.

L'attuale configurazione geologica è frutto della tettonica distensiva che ha interessato il basamento calcareo durante il Terziario e ha dato vita ad una serie di depressioni in cui si sono deposte in trasgressione le sequenze sedimentarie pleistoceniche.

Il rilievo geologico ha evidenziato la presenza delle seguenti formazioni dal basso verso l'alto:

- **Calcarei di Altamura** (Cretaceo)
- **Calcareniti di Gravina** (Pleist.inf)
- **Sabbie Pleistoceniche** (Pleist. medio-sup)

Calcarei di Altamura (Cenomaniano-Turoniano)

Questa formazione è presente in affioramento nella porzione settentrionale dell'area interessata dall'impianto, rappresentando il terreno fondale degli aerogeneratori 2, 3, 6, 10.

Si rinviene poi anche in profondità dove risulta ribassata per cause tettoniche.

Calcareniti di Gravina (Pleistocene inf.)

Questo litotipo è presente in affioramento solo in corrispondenza dell'aerogeneratore 4, costituendo un deposito con graduali passaggi in differenti varietà di tipico marino. In questa unità vengono riuniti tutti i sedimenti noti con il termine generico di "Tufi". Questa formazione è assimilabile, per caratteristiche litologiche, sedimentologiche e stratigrafiche, alle Calcareniti di Gravina (Ba); da esse infatti prendono anche il nome.

Sabbie (Pleistocene medio)

Le Sabbie rappresentano il terreno fondale di solo due aerogeneratori e precisamente 1 e 5. Si rinviengono in affioramento anche in corrispondenza della SE TERNA ERCHIE. Si tratta di depositi sabbiosi di natura micacea che affiorano estesamente su tutta l'area indagata.

Idrogeologia

Dal rilievo idrogeologico e dallo studio delle foto aeree si è appurata la presenza di una sola falda acquifera profonda conosciuta come falda costiera o carsica.

In base ai caratteri litologici delle formazioni, alle loro caratteristiche giaciture e ai rapporti di posizione, la circolazione idrica si esplica attraverso un livello localizzato nei calcari cretacei denominato "acquifero di base" in quanto la falda in esso contenuta è sostenuta dall'acqua marina di invasione continentale.

Il gradiente idraulico, come emerge dai numerosi rilievi effettuati sui pozzi esistenti, è di 4.0 metri e tende progressivamente a ridursi verso SO con una cadente piezometrica dell'ordine dello 0,015 %, fino ad annullarsi del tutto sulla costa dove dà vita ad una serie di sorgenti sottomarine. In condizioni di equilibrio lo spessore della falda d'acqua dolce è legato dalla legge di Ghyben-Hensberg con la sottostante acqua salata di intrusione continentale, ponendo

- H = spessore della falda
- h = gradiente idraulico

si ha:

$$H = 37 * h$$

La profondità di rinvenimento della falda è maggiore di 50 metri, pertanto non interagisce con le opere fondali dell'impianto eolico in progetto.

4.3. Aspetti geotecnici e criteri di progettazione strutturale

L'indagine geognostica è stata effettuata in conformità al D.M. 14.01.2008 ed è stata finalizzata alla raccolta di tutti i dati qualitativi e quantitativi occorrenti per la previsione del comportamento dell'opera dopo la realizzazione dell'intervento.

L'indagine ha mirato alla caratterizzazione meccanica e sismica del terreno fondale ed è consistita nell'esecuzione di:

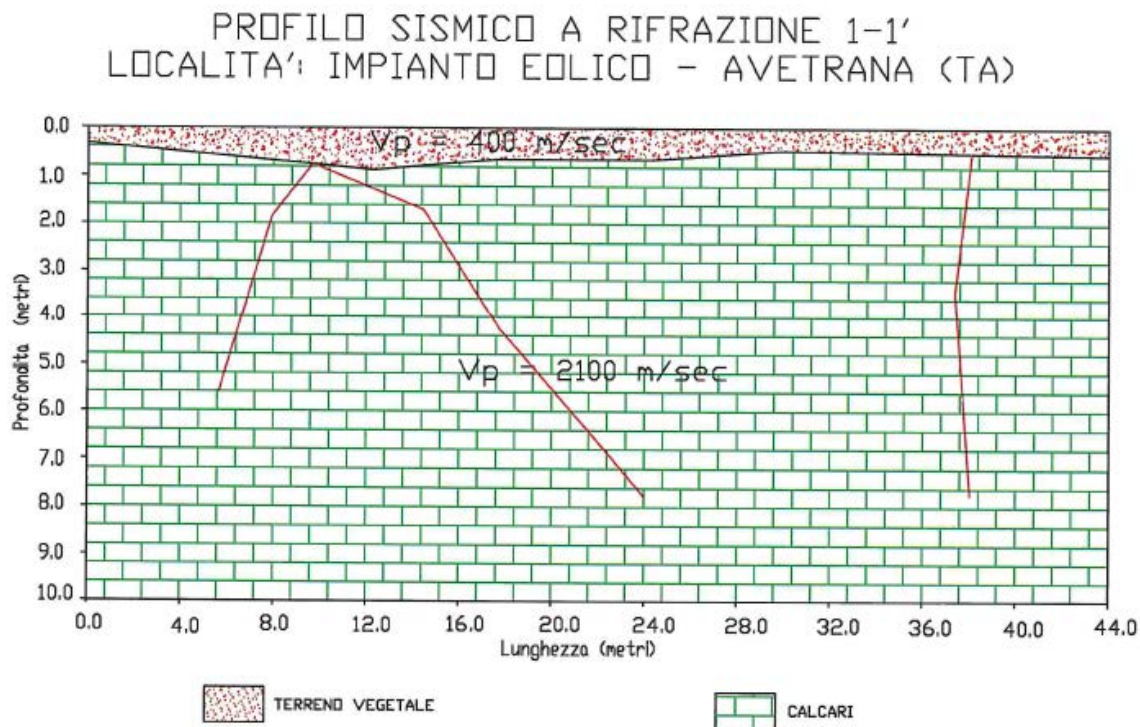
- due profili sismici a rifrazione (eseguiti su due differenti formazioni);
- due profili sismici di tipo Masw, eseguiti sugli stessi stendimenti.

Per individuare la successione stratigrafica e le caratteristiche geotecniche del terreno fondale, si è proceduto con l'esecuzione di un profilo sismico a rifrazione.

In base ai rilievi di superficie i profili sono stati eseguiti in corrispondenza degli aerogeneratori AV13 e AV05 di progetto. I due profili sismici sono stati eseguiti dopo un attento rilievo di superficie che ha permesso di riconoscere la presenza in affioramento di formazioni diverse tra loro.

Il profilo sismico n.1 è stato eseguito laddove è prevista l'installazione dell'aerogeneratore AV13; esso ha evidenziato un modello a due sismostrati: in affioramento si rinviene del

terreno vegetale frammisto a pietrame calcareo che presenta uno spessore variabile da 0.3 a 0.8 metri ed una velocità di 400 m/sec, seguono il secondo sismostrato che misurando una velocità di 2.100 m/sec, è da ricondurre ad un calcare fratturato con venature di terra rossa.



Le indagini eseguite in corrispondenza dell'aerogeneratore AV13 hanno fornito la seguente successione litostratigrafica.

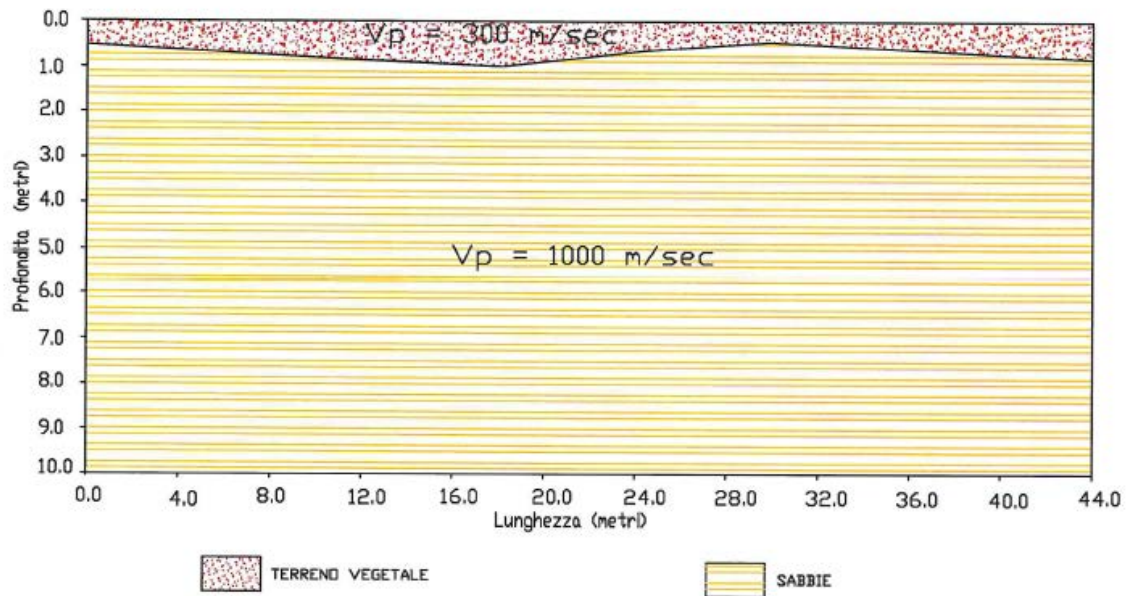
- Da 0.00 a 0.3-0.8 m Terreno vegetale frammisto a pietrame
- Da 0.3-0.8 m a 10 m Calcari

Le caratteristiche geotecniche del calcare sono:

Angolo di attrito	(°)	36
Modulo Young	(kg/cmq)	520
Modulo edometrico	(kg/cmq)	250
Coesione	(kg/cmq)	1.2
Peso di volume	(gr/cmc)	2.19
Modulo di Poisson		0.28
Modulo di reazione (Kg/cmc)		10.0

Il profilo sismico n. 2 è stato eseguito in corrispondenza dell'aerogeneratore AV05. La successione sismo stratigrafica ricostruita con l'indagine è data da terreno vegetale per uno spessore variabile da 0.4 m a 1.2 m ($V_p = 300$ m/sec), seguono delle sabbie che hanno restituito una velocità di 1.000 m/s.

PROFILO SISMICO A RIFRAZIONE 2-2'
LOCALITA': IMPIANTO EOLICO - AVETRANA (TA)



Le indagini eseguite in corrispondenza dell'aerogeneratore AV13 hanno fornito la seguente successione litostratigrafica.

- Da 0.00 a 0.4-1.2 m Terreno vegetale
- Da 0.4-1.2 m a 10 m Sabbie

Le caratteristiche geotecniche delle sabbie sono:

Densità relativa	(%)	45
Angolo di attrito	(°)	33
Modulo di Young	(kg/cmq)	231
Modulo edometrico	(kg/cmq)	125
Classificazione AGI		Moderat. addensato
Coesione	(kg/cm.q)	0.0
Peso di volume	(gr/cm.c)	1.86
Modulo di Poisson		0.32
Modulo di def. a taglio	(kg/cmq)	1064
Modulo di reazione	(kg/cmc)	3.97

Il suolo di fondazione rientra.

- nella categoria A laddove affiorano i calcarioveroammassi rocciosi affioranti o terreni molto rigidi, caratterizzati da valori di velocità delle onde di taglio superiori a 800 m/s, eventualmente comprendenti in superficie terreni di caratteristiche meccaniche più scadenti con spessore massima pari a 3 m.
- nella categoria C laddove si rinvencono le sabbie ovvero depositi di terreni a grana grossa mediamente addensati o terreni a grana fina mediamente consistenti con spessori superiori a 30 m, caratterizzati da graduale miglioramento delle proprietà meccaniche con la profondità e da valori di velocità equivalenti compresi tra 180 m/s e 360 m/s.

4.4. Cavidotto: interferenze ed interazioni

L'opera in progetto è destinata alla produzione di energia elettrica da fonte eolica; pertanto le principali interazioni con le reti esistenti riguardano l'immissione dell'energia prodotta nella Rete di Trasmissione Nazionale gestita da TERNA Spa.

Come da Soluzione Tecnica Generale di Connessione e da progetto di connessione in corso di validazione da parte di TERNA S.p.a., è 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.

I cavidotti MT di collegamento tra aerogeneratori e dagli aerogeneratori alla sottostazione saranno tutti interrati ed avranno uno sviluppo lineare complessivo di 19,6 km circa. Il percorso del cavidotto sarà in gran parte su strade non asfaltate esistenti, in parte su strade provinciali asfaltate ed in parte su terreni agricoli. La profondità di interramento sarà 1,2 m.

Sono previste interferenze con altre reti interrate esistenti: reti idriche del Consorzio di Bonifica dell'Arneo, reti idriche AQP, reti elettriche Enel, reti elettriche di produttori di energia da fonte rinnovabile (impianti fotovoltaici ed eolici), reti gas e reti telefoniche.

Tali interferenze saranno puntualmente verificate in sede di progettazione esecutiva con gli enti/società proprietarie delle reti e saranno definite di concerto le modalità tecniche di posa dei cavi MT in corrispondenza delle intersezioni.

5. PROFILO PRESTAZIONALE DEL PROGETTO

5.1. Principali caratteristiche del progetto

Il progetto prevede, come detto, la realizzazione di un “Parco Eolico” costituito da 15 aerogeneratori, installati su altrettante torri tubolari in acciaio e mossi da rotori a tre pale.

I generatori che si prevede di utilizzare avranno potenza nominale di 4,2MW; si avrà pertanto una capacità produttiva complessiva massima di 63 MW, da immettere sulla Rete di Trasmissione Nazionale.

5.1.1. Aerogeneratori

Le turbine in progetto saranno montate su torri tubolari di altezza (base-mozzo) pari a 119 m, con rotori a 3 pale ed aventi diametro di 162 m. La colorazione della torre tubolare e delle pale del rotore sarà bianca e non riflettente. Le pale degli aerogeneratori ubicati nelle posizioni più esterne, inoltre, saranno colorate a bande orizzontali bianche e rosse, allo scopo di facilitarne la visione diurna e tutti gli aerogeneratori saranno dotati di luce rossa fissa di media intensità per la segnalazione notturna, omologate ICAO, e comunque con le caratteristiche che saranno indicate dall’Ente Nazionale per l’Aviazione Civile (ENAC).

Il posizionamento degli aerogeneratori nell’area di progetto è tale da evitare il cosiddetto effetto selva. La distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è di 494 m (AV10-AV11), mentre la distanza minima tra aerogeneratori su file diverse è di 794 m (AV05-AV07). In ogni caso la distanza minima tra aerogeneratori su una stessa fila è superiore a 3d (486 m), mentre la distanza tra aerogeneratori su file diverse è superiore a 5d (810 m), tranne per il citato caso AV10-AV11 per la quale si mantiene in ogni caso di poco inferiore a 5d.

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

- Distanza minima da centri abitati: 2,5 km da Avetrana (AV10);
- Distanza minima da Strade Provinciali: superiore a 300 m;
- Distanza minima da Strade Statali: la SS7 ter ha una distanza superiore a 2,2 km (AV04);
- Distanza minima da edifici rurali abitati o abitabili: 350 m.

5.1.2. Coordinate Aerogeneratori

Si riportano di seguito le coordinate degli aerogeneratori di progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84 Fuso 33.

WTG	X	Y
-----	---	---

AV01	732271	4474503
AV02	733861	4473955
AV03	734219	4474469
AV04	735025	4474970
AV05	735010	4473891
AV06	736772	4474378
AV07	735155	4473110
AV08	735847	4473057
AV09	737388	4472737
AV10	735780	4471134
AV11	736252	4471281
AV12	737210	4471327
AV13	737254	4471933
AV14	736091	4470337
AV15	736990	4470837
SSE	733710	4475780

Coordinate WGS84 Aerogeneratori

5.1.3. Segnalazione aerea notturna e diurna

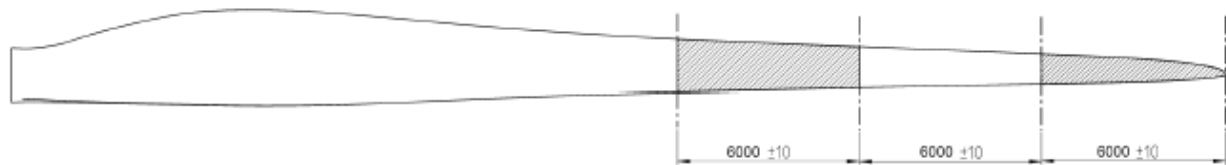
Gli aerogeneratori saranno installati in un'area pianeggiante, l'altezza di installazione della base degli aerogeneratori è compresa tra 55 e 77 m s.l.m.

Gli aerogeneratori hanno il classico posizionamento a cluster, disposti su più file. L'orientamento delle file è, con buona approssimazione, perpendicolare a quella dei venti prevalenti che spirano da NW e SE.

Gli aeroporti più vicini sono quelli di Brindisi che dista oltre 33 km e quello di Grottaglie che dista, anche esso, oltre 33 km.

Segnalazione diurna

La segnalazione diurna verrà attuata colorando le pale di 8 aerogeneratori (su 15) con due bande rosse (colorazione RAL 2009) di lunghezza pari a 6 m, a partire dall'estremità delle pale stesse, alternate ad una fascia bianca di pari lunghezza. Gli aerogeneratori con segnalazione diurna saranno quelli più esterni.



Hatched Area to be painted RAL2009

Segnalazione notturna

Gli stessi otto aerogeneratori dotati di segnalazione diurno, saranno dotati anche di lampade per la segnalazione notturna, con caratteristiche di seguito descritte. Ciascun corpo illuminante sarà dotato di doppia lampada per assicurare la continuità luminosa in caso di inefficienza nel funzionamento di una delle due luci.

Si prevede l'installazione di lampade:

- a luce fissa rossa da 2000 Cd notturne;
- installate all'esterno della navicella nella parte alta di tipo omni-direzionale (360°)
- con batterie tampone alloggiare in un quadretto all'interno della navicella (durata 12 h);
- sistema di controllo dell'intensità luminosa
- range di temperatura: da -40°C a +55°C
- grado di protezione IP 55
- Certificata ICAO – Allegato 14 - Volume 1 - 6° Edizione Luglio 2013 – Capitolo 6 – Medium Intensity Type

I sensori crepuscolari e le unità di controllo ad essi associate all'interno del quadro di controllo determinano le fasi giorno-notte.

Queste indicazioni potranno subire variazioni a seguito di specifiche prescrizioni degli enti civili e militari deputati al controllo della navigazione aerea

Si riporta la scheda ostacoli, con indicazione degli aerogeneratori dotati di segnalazione notturna e diurna.

PROVINCIA	COMUNE	Identificativo aerogeneratore	Coordinate geografiche		QUOTA ALLA BASE	ELEVAZIONE		ICAO SGL	
			WGS84 fuso 34N			AGL (m)	AMSL (m)	Day	Night
			LAT	LON					
Taranto	Avetrana	AV01	40°23'19.54"	17°44'11.40"	77,5	200,00	277,500	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV02	40°23'00.19"	17°45'18.04"	69,3	200,00	269,300	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV03	40°23'16.47"	17°45'33.89"	64,6	200,00	264,600	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV04	40°23'31.89"	17°46'08.70"	62,8	200,00	262,800	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV05	40°22'56.95"	17°46'06.62"	64,5	200,00	264,500	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV06	40°23'10.93"	17°47'21.92"	58,9	200,00	258,900	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV07	40°22'31.50"	17°46'11.73"	67,9	200,00	267,900	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV08	40°22'29.08"	17°46'40.97"	65,7	200,00	265,700	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV09	40°22'17.14"	17°47'45.81"	65,3	200,00	265,300	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV10	40°21'26.85"	17°46'35.58"	63,1	200,00	263,100	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV11	40°21'31.14"	17°46'55.76"	73,4	200,00	273,400	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV12	40°21'31.65"	17°47'36.40"	70,7	200,00	270,700	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV13	40°21'51.23"	17°47'39.07"	77,5	200,00	277,500	NO	NO
Taranto	Avetrana	AV14	40°21'00.72"	17°46'47.69"	56,3	200,00	256,300	SI	SI
Taranto	Avetrana	AV15	40°21'16.00"	17°47'26.42"	62,3	200,00	262,300	NO	NO

5.1.4. Fondazioni

Sono previste in base alla tipologia di terreno, alcune fondazioni di tipo diretto di forma circolare con diametro 23 m e profondità 3,5 m, altre fondazioni di tipo profondo (con pali), sempre di forma circolare diametro di 23 m e profondità di 3,5 m, con 10 pali da 1 m, di profondità variabile e comunque non superiore a 30 m.

Le fondazioni saranno progettate sulla base di puntuali indagini geotecniche per ciascuna torre, saranno realizzate in c.a., con la definizione di un'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.

Partendo dalle puntuali indagini geologiche effettuate, essa verrà redatta secondo i dettami e le prescrizioni riportate nelle "D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni".

In linea con la filosofia di detto testo normativo, le procedure di calcolo e di verifica delle strutture, nonché le regole di progettazione che saranno seguite nella fase esecutiva, seguiranno i seguenti indirizzi:

- mantenimento del criterio prestazionale;

- coerenza con gli indirizzi normativi a livello comunitario, sempre nel rispetto delle esigenze di sicurezza del Paese e, in particolare, coerenza di formato con gli Eurocodici, norme europee EN ormai ampiamente diffuse;
- approfondimento degli aspetti connessi alla presenza delle azioni sismiche;
- approfondimento delle prescrizioni ed indicazioni relative ai rapporti delle opere con il terreno e, in generale, agli aspetti geotecnici;
- concetto di vita nominale di progetto;
- classificazione delle varie azioni agenti sulle costruzioni, con indicazione delle diverse combinazioni delle stesse nelle verifiche da eseguire.

Le indagini geologiche, 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 35 m di profondità;
- la natura degli strati rocciosi (compatti o fratturati);
- la presenza di eventuali “vuoti” colmi di materiale incoerente.

Le successive analisi di laboratorio sui campioni prelevati (uno per plinto) permetteranno di definire la capacità portante del terreno (secondo il metodo definito dalla relazione di BRINCH-HANSEN).

In sintesi le dimensioni e le caratteristiche dei plinti di fondazione saranno definite secondo:

- il livello di sicurezza che per legge sarà definito dal progettista di concerto con il Committente;
- le indagini geognostiche;
- l'intensità sismica.

Inoltre, le strutture e gli elementi strutturali saranno progettati in modo da soddisfare i seguenti requisiti:

- sicurezza nei confronti degli Stati Limite Ultimi (SLU);
- sicurezza nei confronti degli Stati Limite di Esercizio (SLE);
- robustezza nei confronti di azioni accidentali.

Il metodo di calcolo sarà quello degli Stati Limite, con analisi sismica, la cui accelerazione di calcolo sarà quella relativa alla zona, in cui ricade l'intervento, secondo l'attuale classificazione sismica del territorio nazionale (O.P.C.M. 3274/2003).

In definitiva, sulla base della tipologia di terreno e dell'esperienza di fondazioni simili, ci si aspetta di avere fondazioni di tipo diretto con le seguenti caratteristiche:

Fondazioni dirette:

- Ingombro in pianta: circolare
- Forma: tronco conica
- 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 0,5 m
- volume complessivo calcestruzzo 755 mc circa

Fondazioni profonde, stesse caratteristiche delle fondazioni dirette, con pali aventi le seguenti caratteristiche

- Pali di fondazione (n. 10 per plinto):
 - Ingombro in pianta: circolare a corona
 - Forma: cilindrica
 - diametro pali 1000 mm
 - lunghezza pali variabile da posizione a posizione (al massimo 30 m)

I principali riferimenti normativi, per i calcoli e la realizzazione dei plinti di fondazione saranno:

- D.M. 17 gennaio 2018 - Norme tecniche per le costruzioni
- Circ. Min. 11 dicembre 2009
- Legge del 05/11/1971 n. 1086 – Norme per la disciplina delle opere di conglomerato cementizio armato, normale e precompresso e a struttura metallica.
- D. M. del 09/01/1996 - Norme tecniche per il calcolo, l'esecuzione ed il collaudo delle strutture in cemento armato, normale e precompresso e per le strutture metalliche.
- UNI 9858 – Calcestruzzo – Prestazioni, produzione, posa in opera e criteri di conformità.
- O.P.C.M. n. 3274 del 20/03/2003 e s.m.i. – Criteri generali per la classificazione sismica del territorio nazionale e di normative tecniche per le costruzioni in zona sismica.

5.1.5. Piazzole di montaggio

In corrispondenza di ciascun aerogeneratore sarà realizzata una piazzola di montaggio, della superficie di 36x21,5 m. Tale opera avrà la funzione di garantire l'appoggio alle macchine di sollevamento necessarie per il montaggio della macchina e di fornire lo spazio necessario al deposito temporaneo di tutti i pezzi costituenti l'aerogeneratore stesso.

Le caratteristiche realizzative della piazzola dovranno essere tali da consentire la planarità della superficie di appoggio ed il defluire delle acque meteoriche.

Al termine dei lavori di realizzazione del parco eolico si procederà alla rimozione delle piazzole, a meno di una superficie di circa 27x21,5 m in prossimità della torre, che sarà utilizzata per tutto

il periodo di esercizio dell'impianto; le aree saranno oggetto di ripristino mediante rimozione del materiale utilizzato e la ricostituzione dello strato di terreno vegetale rimosso.

5.1.6. Trincee e cavidotti MT

Gli scavi a sezione ristretta necessari per la posa dei cavi (trincee) avranno ampiezza variabile in relazione al numero di terne di cavi che dovranno essere posate (fino ad un massimo di 80 cm e profondità di 1,2 m).

I cavidotti saranno segnalati in superficie da appositi cartelli, da cui si potrà evincere il loro percorso. Il percorso sarà ottimizzato in termini di impatto ambientale, intendendo con questo che i cavidotti saranno realizzati per quanto più possibile al lato di strade esistenti ovvero delle piste di nuova realizzazione.

Dette linee in cavo a 30 kV permetteranno di convogliare tutta l'energia prodotta dagli aerogeneratori alla sottostazione di connessione e consegna da realizzarsi unitamente al Parco Eolico.

5.1.7. Sottostazione elettrica di connessione e consegna

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.

Le modalità di connessione saranno conformi alle disposizioni tecniche emanate dall'autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera ARG/elt 99/08 del 23 luglio 2008 – Testo integrato delle condizioni tecniche ed economiche per la connessione alle reti elettriche con obbligo di connessione di terzi degli impianti di produzione di energia elettrica - TICA), e in completo accordo con le disposizioni tecniche definite nell'Allegato A (CEI 0-16) della delibera ARG/elt 33/08).

5.1.8. Trasporti eccezionali

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.

A partire da tali infrastrutture sarà possibile raggiungere il sito di impianto utilizzando prima la strada di grande comunicazione SS 7 (Taranto – Brindisi), e quindi a partire dall'uscita di Grottaglie est il seguente percorso:

- 18 km circa su SS7 direzione Brindisi, sino all'uscita Grottaglie Est, dopo lo svincolo si entra su SP exSS7 (Provincia Taranto);
- 3,2 km circa su SP exSS7, prima rotonda, svolta a sx su SC Esterna Misicuro-Monache;
- 0,55 km circa su SC Esterna Misicuro-Monache, quindi svolta a sx su SP 84 (Provincia Taranto);
- 3 km circa si risale la SP 84 verso nord direzione Grottaglie, quindi svolta a dx su SP 86 (Prov. TA);
- 4,7 km circa su SP 86 verso sud sino all'incrocio con SP ex SS603 (Prov. TA), dove in corrispondenza di una rotonda si svolta a sx verso Francavilla Fontana;
- 2,2 km circa su SP ex SS603, sino al limite della Provincia di Taranto, qui la strada (che è sempre la stessa) cambia denominazione in SP 4 (Provincia di Brindisi). La si percorre ancora per 1,4 km, qui in prossimità della Masseria Cantagallo, si svolta a dx nella SP 51 (Prov. BR), in direzione Oria;
- 13,8 km su SP 51, nell'ultimo tratto la SP 51 diventa la circonvallazione di Oria piegando verso sud, e la si percorre sino all'incrocio con la SP 58 (Prov. BR), dove si svolta a dx nella SP 58, verso sud in direzione Erchie – Manduria;
- Da SP 58 (Provincia di BR) si continua su SP 98 (Provincia di TA), la strada è la stessa, dopo il confine di provincia cambia denominazione;
- 4,6 km su SP 98 (Prov. TA), sino alla circonvallazione di Manduria, qui si svolta a sx su SS 7 ter
- 8 km su SS7ter direzione San Pancrazio Salentino;
- Uscita SP64dir (BR) e raggiungere una parte delle posizioni degli aerogeneratori

- Oppure uscita e SP65 (BR,) e infine proseguire su SP 144 (TA), SP 107 (LE), ancora strade comunali e la strada consortile (Consorzio di Bonifica Arneo) per raggiungere l'area della AV14

Nel caso di accesso dal porto di Brindisi, si percorrerà la SS7 in direzione di Taranto, fino ad imboccare l'uscita Grottaglie Est e da qui si procederà secondo il percorso sopra esposto.

I componenti di impianto da trasportare saranno, per ogni aerogeneratore:

- Pale del rotore dell'aerogeneratore (n. 3 trasporti);
- Navicella;
- Sezioni tronco coniche della torre tubolare di sostegno (n. 5 trasporti).

La dimensione dei componenti è notevole (in particolare le pale hanno lunghezza di 79m) ed il mezzo eccezionale che le trasporta ha lunghezza di circa 85 m. Per questo motivo si renderanno necessari opportuni adeguamenti in prossimità di alcuni incroci stradali lungo il percorso che va dal porto di provenienza al sito dove è prevista l'installazione degli aerogeneratori.

Gli adeguamenti saranno limitati nel tempo al periodo strettamente necessario al trasporto dei componenti di tutti gli aerogeneratori, circa un mese, e saranno effettuati garantendo il mantenimento in qualsiasi momento di tutte le prescrizioni di carattere di sicurezza stradale. Ad esempio si utilizzeranno segnali stradali con innesto a baionetta o moduli spartitraffico tipo "New Jersey" di colore rosso e bianco, in polietilene ad alta densità (plastica), da rimuovere manualmente al passaggio dei mezzi eccezionali.

5.1.9. Strade e piste di cantiere

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

Le strade di servizio (piste) di nuova realizzazione, necessarie per raggiungere le torri con i mezzi di cantiere, avranno ampiezza di 5-6 m circa e raggio di curvatura di circa 70 m. Lo sviluppo lineare delle strade di nuova realizzazione, all'interno dell'area di intervento, sarà di circa 4,3 km (in media 285 ml per aerogeneratore). Per quanto l'uso di suolo agricolo è comunque limitato, allo scopo di minimizzarlo ulteriormente per raggiungere le torri saranno utilizzate, per quanto possibile, le strade già esistenti, come peraltro si evince dagli elaborati grafici di progetto. Nei tratti in cui sarà necessario, tali strade esistenti saranno oggetto di interventi di adeguamento del fondo stradale e di pulizia da pietrame ed arbusti eventualmente presenti, allo scopo di renderle completamente utilizzabili.

Le piste non saranno asfaltate e saranno realizzate con inerti compattati, parzialmente permeabili di diversa granulometria.

In alcuni punti precisamente indicati negli elaborati di progetto si renderà necessario l'abbattimento di due tratti di muretto per consentire la realizzazione delle strade ed il conseguente passaggio dei mezzi. Terminata la costruzione dell'impianto i muretti saranno parzialmente ricostruiti per lasciare spazio alle sole strade di esercizio.

5.1.10. Regimazione idraulica

Negli interventi di realizzazione delle piste di cantiere e delle piazzole verrà garantita la regimazione delle acque meteoriche mediante la verifica della funzionalità idraulica della rete naturale esistente.

Ove necessario, si procederà alla realizzazione di fosso di guardia lungo le strade e le piazzole, o di altre opere quali canalizzazioni passanti o altre opere di drenaggio. In linea generale possiamo affermare che l'andamento piano –altimetrico dei terreni in cui si dovranno realizzare piazzole e strade, praticamente piatto, non creare particolari problemi di drenaggio delle acque piovane. Assente il rischio idro geologico.

5.1.11. Ripristini

Alla chiusura del cantiere, prima dell'inizio della fase di esercizio del parco, i terreni interessati dall'occupazione temporanea dei mezzi d'opera o dal deposito provvisorio dei materiali di risulta o di quelli necessari alle varie lavorazioni, saranno ripristinati.

Le operazioni di ripristino consisteranno in:

- Rimozione del terreno di riporto o eventuale rinterro, fino al ripristino della geomorfologia pre-esistente;
- Finitura con uno strato superficiale di terreno vegetale;
- Preparazione del terreno per l'attecchimento.

In fase di esercizio la dimensione delle piazzole antistanti le torri sarà ridotta a 27x21,5m, mentre lo sviluppo lineare delle strade di esercizio sarà ridotto a 4km circa, si avrà così un'occupazione territoriale complessiva di 3,6 ha circa.

5.1.12. Sintesi dei principali dati di progetto

PRINCIPALI CARATTERISTICHE TORRI EOLICHE	
Aerogeneratore	P _{nom} = 3,45 MW – diametro rotore 162 m
Torre	Tubolare – con 5 tronchi – altezza 119 m
Fondazioni in c.a. parte superficiale	Diametro = 23 m – Altezza 3,5 m –
Fondazioni in c.a. – pali (laddove presenti)	Numero 10 disposti a corona, diametro 1 m, prof max 30 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	415 mq x n. 15 torri = 0,63 ha
Occupazione territoriale piazzole fase di cantiere	(36x21,5) mq x n. 15 torri = 1,5 ha
Occupazione territoriale piazzole in fase di esercizio	(27x21,50) mq x n. 15 torri= 0,87 ha
Occupazione territoriale strade di progetto	1,7 ha circa, con sviluppo lineare di 4,3 km
Vita utile impianto	Un impianto eolico è autorizzato all'esercizio, dalla Regione Puglia, per 20 anni

5.2. Progettazione esecutiva

In sede di progettazione esecutiva si procederà alla redazione degli elaborati specialistici necessari alla cantierizzazione dell'opera, così come previsto dall'art. 33 del Decreto del Presidente della Repubblica 207/2010. Il progetto esecutivo dovrà tenere presente le indicazioni qui di seguito riportate.

5.2.1. Scelta aerogeneratori

La scelta degli aerogeneratori sarà effettuata in base alle specifiche indicate dal fornitore, nell'ambito delle caratteristiche dimensionali e di potenza individuate nel presente progetto definitivo.

5.2.2. Calcoli strutture

Il dimensionamento delle strutture in c.a. e metalliche dovrà essere effettuato in conformità a quanto previsto dalla normativa vigente (D.M. 14 gennaio 2008 - Norme tecniche per le costruzioni); la documentazione di calcolo dovrà essere depositata secondo quanto previsto

dalla L. R. n° 13/2001 art. 27 (già art. 62 L. R. n° 27/85). Il dimensionamento dovrà essere effettuato per le seguenti strutture:

- Plinti di fondazione in c.a. degli aerogeneratori;
- Torri metalliche degli aerogeneratori;
- Struttura portante (fondazioni, strutture verticali, solai) del fabbricato della Stazione di Trasformazione (SSE);
- Fondazioni delle apparecchiature AT nella SSE

5.2.3. Dimensionamento elettrico

Dal punto di vista elettrico gli aerogeneratori saranno connessi tra loro da linee interrate MT a 30 kV in configurazione entra-esci, in quattro gruppi denominati sottocampi:

- Sottocampo 1: AV07, AV02, AV03, AV01
- Sottocampo 2: AV14, AV10, AV11
- Sottocampo 3: AV15, AV08, AV05, AV04
- Sottocampo 4: AV12, AV13, AV09, AV06

Le quattro linee provenienti dai gruppi di aerogeneratori convoglieranno l'energia prodotta verso la SSE, ubicata, come detto, in prossimità della Stazione Elettrica TERNA ERCHIE.

Il cavidotto MT avrà le seguenti caratteristiche:

- | | |
|-------------------------------------|----------------------------------|
| - Tensione di esercizio | 30 kV |
| - Sezioni (conduttore in alluminio) | 3x1x95 mmq, 3x1x185e 3x1x300 mmq |
| - Lunghezza complessiva | 19,6 km |

Il collegamento tra SSE Utente e Stazione Terna 380/150 kV verrà effettuato con la realizzazione di una linea interrata AT a 150 kV, di lunghezza pari a circa 235 m.

5.2.4. Cronoprogramma esecutivo

Per la progettazione esecutiva e la realizzazione dell'opera è previsto il seguente cronoprogramma di massima.

Attività		Mesi																				
Fasi		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	
1	Progetto esecutivo	■	■	■	■	■	■															
1	Convenzioni per attraversamenti e interferenze	■	■	■	■	■	■															
1	Espropri	■	■	■	■	■	■															
1	Affidamento lavori					■	■															
1	Allestimento del cantiere							■														
2	Opere civili – strade								■	■												
3	Opere civili – fondazioni torri								■	■	■	■	■	■	■							
4	Opere civili ed elettriche – cavidotti										■	■	■	■	■	■						
5	Trasporto componenti torri ed aerogeneratori													■	■							
5	Montaggio torri ed aerogeneratori														■	■	■	■				
6	Costruzione SSE – Opere elettriche e di connessione alla RTN									■	■	■	■	■	■	■	■	■	■			
7	Collaudi																	■	■			
8	Dismissione del cantiere e ripristini ambientali																				■	■

6. COSTI E BENEFICI

Per considerare l'efficienza dell'investimento dal punto di vista territoriale, si riporta una valutazione dei benefici e dei costi dell'intervento sia a livello locale (considerando solo i flussi di benefici e *costi esterne* che si verificano localmente), sia a livello globale (considerando i flussi di benefici e costi che si verificano a livello globale).

6.1. Costo di produzione dell'energia da fonte eolica (LCOE)

Ai costi sopra stimati va aggiunto il costo di produzione dell'energia elettrica per l'impianto in studio. In generale, i costi della generazione di elettricità dal vento dipendono da vari fattori, in particolare dall'intensità del vento nel sito prescelto, dal costo delle turbine e delle relative attrezzature, dalla vicinanza alla rete elettrica nazionale e dall'accessibilità al sito. Innanzitutto è opportuno ricordare come l'individuazione e le caratteristiche anemologiche del sito prescelto abbiano un'indubbia importanza economica, in quanto la fisica chiarisce che la potenza della vena fluida è proporzionale al cubo della velocità del vento: se quest'ultima dovesse raddoppiare, matematicamente si potrebbe ottenere un'energia otto volte maggiore. Inoltre, rispetto ad una tradizionale centrale alimentata con combustibili fossili, una centrale a fonte rinnovabile è caratterizzata dall'assenza di oneri per il "combustibile", in quanto il vento è una risorsa assolutamente gratuita e perciò disponibile liberamente. Si deve tener anche conto del fatto che, nel breve termine, i costi iniziali di investimento predominano rispetto a quelli di esercizio, comportando una particolare attenzione alla copertura finanziaria dell'investimento, in modo particolare se si ricorre a finanziamenti di terzi.

Da oltre venti anni, ossia da quando l'industria del settore ha cominciato a raggiungere la sua maturità commerciale, il costo dell'energia eolica è in continua diminuzione, grazie alle economie di scala legate all'ottimizzazione dei processi produttivi, alle innovazioni e al conseguente miglioramento delle prestazioni delle macchine eoliche. In letteratura esistono vari studi che stimano i costi dell'energia generata da impianti eolici. Il più utilizzato è quello che utilizza l'approccio del "costo di produzione costante dell'energia", rapportato all'intera vita operativa dell'impianto, meglio conosciuto con l'acronimo LCOE (Levelized Cost of Energy). Questo tipo di approccio, utilizzato, fra l'altro, per confrontare il costo della generazione elettrica delle diverse fonti (fossili e non), tiene conto dei costi di investimento del capitale (costi finanziari), costi di produzione e del costo delle operazioni di manutenzione degli impianti (costi industriali) e del costo del combustibile; costituisce inoltre un punto di riferimento nelle analisi dei costi di produzione dell'energia elettrica derivante dalle diverse fonti esistenti. E' evidente che il costo del capitale risulti essere il principale componente per le tecnologie rinnovabili,

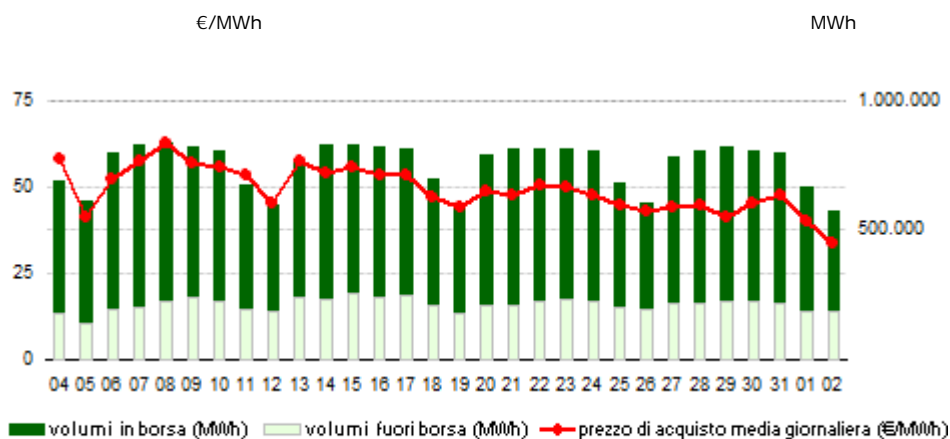
mentre, al contrario, il costo del combustibile ha un peso molto grande per la maggior parte di quelle fossili.

Il valore medio europeo del LCOE (Levelized Cost of Electricity) dell'eolico nel 2018 è stimato in 43,3 €/MWh. L'Italia però rimane la più costosa, con 61,5 €/MWh contro il minimo di 35,0 €/MWh dei Paesi Bassi, in calo sul 2017 del 2% (Fonte: Irex Report di Althesys, 2019).

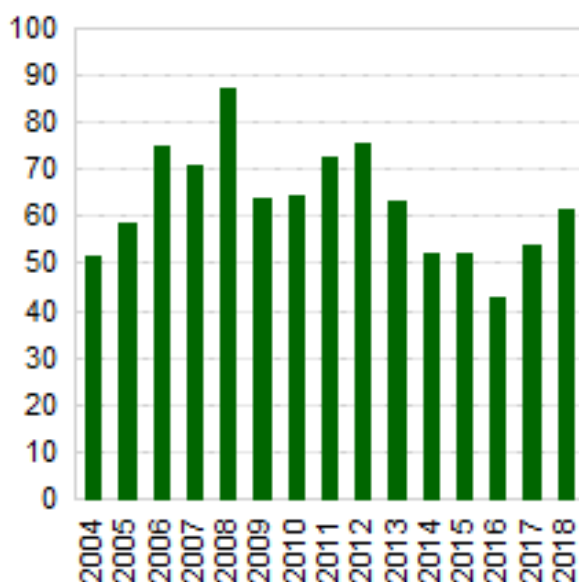
Per il calcolo del LCOE si tengono in conto i costi industriali di realizzazione dell'impianto, i costi finanziari, i costi operativi e di manutenzione dell'impianto che si ripetono annualmente. Inoltre tale valore tiene in conto anche del tasso di rendimento netto (depurato dall'inflazione), che remunera il capitale dell'investimento iniziale. In definitiva il valore del LCOE tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

Per l'impianto in esame del tipo utility scale è evidente che l'LCOE è in realtà più basso rispetto alla media nazionale poiché le dimensioni dell'impianto permettono di avere economie di scala nei costi di costruzione, gestione e manutenzione dell'impianto, e poiché si utilizzano macchine di ultima generazione molto efficienti che sfruttano al meglio la risorsa eolica dell'area. Queste economie possono essere quantificate nell'ordine di almeno 10 punti percentuali, possiamo pertanto fissare il prezzo dell'energia prodotta dall'impianto eolico in esame con ottima approssimazione intorno ai 55,5 €/MW.

Analizziamo di seguito qual è il prezzo di vendita (medio) dell'energia in Italia, per paragonarlo con LCOE della produzione di energia da fonte eolica. Verificheremo che il prezzo di vendita è paragonabile al costo di produzione. A tal proposito riportiamo l'andamento grafico del prezzo di vendita dell'energia (PUN – Prezzo Unico Nazionale) in Italia nel mese di maggio 2019 (Fonte: sito internet Gestore Mercato Elettrico, gme.it)



E ancora l'andamento del PUN nel periodo 2004-2018



PUN (Prezzo medio di vendita dell'energia in Italia) in €/MWh – fonte gme.it

Dai grafici si evince che è stata ormai raggiunta la cosiddetta “*grid parity*” per un impianto eolico quale quello in progetto, ovvero la produzione di energia da fonte eolica è remunerata dal prezzo di vendita sul mercato dell'energia. Il prezzo medio di vendita dell'energia per il 2018 è infatti superiore a 60 €/MWh a fronte di un LCOE medio per l'impianto eolico in studio stimato in circa 55,5 €/MWh. Rimarchiamo che tale prezzo tiene in conto anche la remunerazione della società che detiene l'impianto.

6.2. Costi esterni

Per quanto visto al paragrafo precedente è evidente, che l'LCOE, considera costi industriale e finanziari, ma non considera i “costi esterni” generati dalla produzione di energia da fonte solare fotovoltaica. In realtà l'effettivo costo dell'energia prodotta con una determinata tecnologia è

dato dalla somma dei costi industriali e finanziari sostenuti per la generazione elettrica lungo l'intero arco di vita degli impianti e dei *Costi Esterni* al perimetro dell'impresa sull'ambiente e sulla salute.

La produzione di energia da fonti convenzionali fossili (carbone, petrolio, gas naturale) genera come noto un problema di natura ambientale che stimola ormai da decenni la ricerca di soluzioni alternative, in grado di far fronte ai futuri crescenti fabbisogni energetici in modo sostenibile, ovvero con impatti per quanto più possibile limitati sull'ambiente.

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

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

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

Le esternalità rilevanti nel caso di impianti per la produzione di energia da fonte eolica individuate dallo studio ExternE sono dovute a rumore e l'impatto visivo ritenendo gli altri impatti trascurabili anche nella quantificazione monetaria. In particolare si afferma che l'impatto su flora, fauna, avifauna ed in generale sull'ecosistema è rilevante solo nel caso in cui l'impianto sia

realizzato in aree di particolare valore naturalistico o in prossimità di aree di particolare valore per fauna e avifauna. Considera poi gli altri impatti (elettromagnetico, impatto sul suolo) del tutto trascurabili, dà una quantificazione monetaria ad eventi accidentali quali incidenti durante l'esercizio dell'impianto e incidenti sul lavoro durante la costruzione.

Passando al caso in esame (Parco Eolico Avetrana Energia) è evidente che l'area di progetto è sufficientemente lontana da aree di interesse naturalistico in particolare dalle aree protette umide costiere. Inoltre l'area presenta caratteristiche del tutto differente dalle aree umide costiere ed è caratterizzata da una pressoché totale antropizzazione agricola, non costituendo un ecosistema fragile che potrebbe essere alterato o distrutto dalla realizzazione del parco eolico.

Impatto acustico – costo esterno

Dall'Analisi previsionale di impatto acustico di progetto si evince che gli effetti del rumore prodotto dalle pale che ruotano nell'aria (rumore bianco) sono significativi sino ad una distanza di 300-400 m dagli aerogeneratori. In linea teorica, pertanto, i terreni agricoli e le abitazioni poste entro questa distanza dagli aerogeneratori potrebbero subire un deprezzamento dovuto all'esercizio del parco eolico. Ora considerando conservativamente l'inviluppo dell'area individuata da ipotetici cerchi di raggio 500 m intorno agli aerogeneratori questa, per il parco eolico Avetrana Energia ha una estensione complessiva di circa 1.180 ha. Rileviamo inoltre che in un intorno di almeno 350 m dagli aerogeneratori non ci sono edifici abitati, (solo alcuni ruderi, e depositi agricoli) pertanto non daremo una stima della perdita di valore di alcun edificio, generata dal rumore prodotto dagli aerogeneratori.

Il prezzo commerciale dei terreni agricoli a seminativo, uliveto e vigneto nell'area varia da un minimo di 10k€/ha ad un massimo di 25 k€/ha. Volendo fare una stima per eccesso possiamo dire che il prezzo medio dei terreni agricoli nell'area è di 20 k€/ha.

Supponendo ora che il rumore generato dalle turbine eoliche comporti un deprezzamento dei terreni del 25% (valore assolutamente sovrastimato dal momento che si tratta di terreni ad uso agricolo, attività compatibile con la realizzazione di un impianto eolico), possiamo concludere che la realizzazione del parco eolico genera una perdita di valore e quindi un costo esterno di 5 k€/ha, e complessivamente un costo ambientale di:

$$5.000 \text{ €/ha} \times 1.180 \text{ ha} = 5.900.000 \text{ €}$$

Questo valore va poi rapportato alla quantità di energia prodotta. Così come indicato nell'Analisi di Producibilità di progetto, il parco eolico produce in un anno 152.271MWh di energia e quindi in 20 anni:

$$152.271 \text{ GWh/anno} \times 20 \text{ anni} = 3.045.420.000 \text{ kWh}$$

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

$$5.900.000 \text{ €} / 3.045.420.000 \text{ kWh} = 0,00194 \text{ €/kWh}$$

Ovvero poco meno di 2 millesimi di euro per kWh prodotto. Dal momento che la produzione annua è come detto di 152.271 MWh/anno, il costo esterno dovuto all'impatto acustico è stimato su base annua in:

$$152.271.000 \text{ kWh} \times 0,00194 \text{ €/kWh} = 295.406,00 \text{ €/anno}$$

Impatto visivo – costo esterno

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

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

In pratica, nel caso specifico, è stato chiesto a questo campione significativo di abitanti dei due comuni quanto fossero disposti a pagare per una delocalizzazione dei Parchi Eolici in altre aree indicando nella stessa domanda i valori di 5€, 10 €, 25€, 50 €. E' evidente che questa "valorizzazione" è stata richiesta solo a chi era disposto a pagare ovvero ad autotassarsi per non avere l'impianto eolico nel territorio comunale. Nel questionario dopo una serie di domande preparatorie è stato richiesto all'intervistato di esprimere la propria disponibilità a pagare (DAP) per ottenere la delocalizzazione degli impianti eolici presenti nel proprio ambito comunale. La richiesta relativa alla DAP è stata preceduta dalla descrizione del seguente scenario: « *La Giunta Regionale della Puglia sta studiando un Piano di localizzazione dei nuovi impianti eolici, per quelli già attivi, laddove sia evidente la presenza di impatti negativi sul paesaggio circostante sta valutando la possibilità di delocalizzare gli impianti «off-shore» (sul mare) sul basso adriatico a notevole distanza dalla costa in modo da risultare non visibile anche attraverso l'uso di colori in grado di renderne minimo l'impatto visivo. Lei sarebbe a favore di uno spostamento delle turbine? (SI - NO). Essendo la delocalizzazione molto onerosa la Regione interverrà nella misura del 50% dei costi, lasciando la restante parte a carico dei cittadini. Se la sua famiglia fosse chiamata a contribuire con un contributo di € x da pagare una sola volta per attuare questo programma, lei come voterebbe?».*

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

I risultati sono stati i seguenti: ad Accadia sul campione di 200 abitanti, 87 persone (43,5%) sono disposte a pagare e mediamente sono disposte a pagare 17,6 €

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

Mediando ulteriormente i dati dei due comuni possiamo dire che il 45,5% dei residenti è disposto a pagare una somma di 17,6 €, per delocalizzare il parco eolico e non avere l'impatto visivo da esso prodotto. Considerando inoltre che la ricerca è del 2006 e che l'indice di rivalutazione ISTAT da gennaio 2006 ad ottobre 2019 (ultimo dato disponibile) è pari a 1,189, abbiamo

$$17,6 \text{ €} \times 1,189 = 20,93 \text{ €}$$

Passando ora al caso del Parco Eolico di Avetrana Energia e sovrastimando i risultati della ricerca condotta nei due comuni da noi, possiamo considerare che il 70% della popolazione residente sia disposta a pagare 100 € per delocalizzare il parco eolico.

La popolazione residente la riferiamo a quella complessiva di tutti i comuni che si trovano in un intorno di 15 km dal Parco Eolico (dati ISTAT).

Comune	Provincia	Distanza	Popolazione (ab.)	Data Rilevamento
--------	-----------	----------	-------------------	------------------

Avetrana	Taranto	2,5 km	6.547	31.12.2018
Erchie	Brindisi		8.607	31.12.2018
San Pancrazio Salentino	Brindisi		9.804	31.12.2018
Manduria	Taranto		30.907	31.12.2018
Maruggio	Taranto		5.235	31.12.2018
San Donaci	Brindisi		6.497	31.12.2018
Guagnano	Lecce		5.635	31.12.2018
Salice Salentino	Lecce		8.150	31.12.2018
Nardò	Lecce		31.344	31.12.2018
TOTALE			112.726	

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

$$112.726 \times 0,7 \times 100 \text{ €} = 7.890.820,00 \text{ €}$$

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

$$7.890.820,00 \text{ €} / 3.045.420.000 \text{ kWh} = 0,0026 \text{ €/kWh}$$

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

$$\text{costo esterno dovuto all'impatto paesaggistico} = 0,0034 \text{ €/kWh}$$

Dal momento che la produzione annua è come detto di 152.271 MWh/anno, il costo esterno dovuto all'impatto visivo è stimato su base annua in:

$$152.271.000 \text{ kWh} \times 0,0034 \text{ €/kWh} = 517.721,40 \text{ €/anno}$$

6.2.1. Benefici globali

La produzione di energia da fonti rinnovabili genera degli indubbi benefici su scala globale dovuti essenzialmente alla mancata emissione di CO₂ ed altri gas che emessi in atmosfera sono nocivi per la salute umana, oltre ad essere una delle principali cause del cosiddetto cambiamento climatico. I costi esterni evitati per mancata produzione di CO₂, tengono in conto le esternalità imputabili a diversi fattori collegate:

- ai cambiamenti climatici: da una minore produzione agricola,
- ad una crescita dei problemi (e quindi dei costi) sanitari per i cittadini,
- dalla minor produttività dei lavoratori,
- dai costi di riparazione dei danni ambientali generati da fenomeni meteo climatici estremi

Uno studio dell'Università di Stanford pubblicato nel 2015 ha fissato il "costo sociale" (o costo esterno) di ogni tonnellata di CO₂ emessa in atmosfera in 220 dollari. Valore ben superiore al volare di 37 \$/t di CO₂ (pari a circa 33 €/t di CO₂), che gli USA utilizzano come riferimento per ponderare le proprie strategie di politica energetica ed indirizzare le azioni di mitigazione climatica.

Il protocollo di Kyoto ha indicato, tra l'altro, ai Paesi sottoscrittori la necessità di creare dei mercati delle emissioni di CO₂ (Carbon Emission Market). Il primo mercato attivo è stato quello europeo chiamato EU ETS (European Emission Trading Scheme), esso è il principale strumento adottato dall'Unione europea per raggiungere gli obiettivi di riduzione della CO₂ nei principali settori industriali e nel comparto dell'aviazione. Il sistema è stato introdotto e disciplinato nella legislazione europea dalla Direttiva 2003/87/CE (Direttiva ETS), ed è stato istituito nel 2005.

Il meccanismo è di tipo *cap&trade* ovvero fissa un tetto massimo complessivo alle emissioni consentite sul territorio europeo nei settori interessati (*cap*) cui corrisponde un equivalente numero "quote" (1 ton di CO₂eq. = 1 quota) che possono essere acquistate/vendute su un apposito mercato (*trade*). Ogni operatore industriale/aereo attivo nei settori coperti dallo schema deve "compensare" su base annuale le proprie emissioni effettive (verificate da un soggetto terzo indipendente) con un corrispondente quantitativo di quote. La contabilità delle compensazioni è tenuta attraverso il Registro Unico dell'Unione mentre il controllo su scadenze e rispetto delle regole del meccanismo è affidato alle Autorità Nazionali Competenti (ANC).

Le quote possono essere allocate a titolo oneroso o gratuito. Nel primo caso vengono vendute attraverso aste pubbliche alle quali partecipano soggetti accreditati che acquistano principalmente per compensare le proprie emissioni ma possono alimentare il mercato secondario del carbonio. Nel secondo caso, le quote vengono assegnate gratuitamente agli operatori a rischio di delocalizzazione delle produzioni in Paesi caratterizzati da standard ambientali meno stringenti rispetto a quelli europei (c.d. carbon leakage o fuga di carbonio). Le assegnazioni gratuite sono appannaggio dei settori manifatturieri e sono calcolate prendendo a riferimento le emissioni degli impianti più "virtuosi" (c.d. benchmarks, prevalentemente basati sulle produzioni più efficienti).

Indipendentemente dal metodo di allocazione, il quantitativo complessivo di quote disponibili per gli operatori (cap) diminuisce nel tempo imponendo di fatto una riduzione delle emissioni di gas serra nei settori ETS: in particolare, al 2030, il meccanismo garantirà un calo del 43% rispetto ai livelli del 2005.

L'EU ETS, in tutta Europa, interessa oltre 11.000 impianti industriali e circa 600 operatori aerei. In Italia sono disciplinati più di 1.200 soggetti che coprono circa il 40% delle emissioni di "gas serra" nazionali.

I diritti europei per le emissioni di anidride carbonica, in pratica i "permessi ad inquinare", sono stati scambiati nel 2018 ad un prezzo medio di 15,43 €/t CO₂, come chiaramente indicato nella tabella sotto. I prezzi di aggiudicazione ottenuti dall'Italia sono i medesimi degli altri Stati membri aderenti alla piattaforma comune europea

Tabella 4: Proventi d'asta mensili per l'Italia nel 2018 da quote EUA

Anno	Mese	Quote collocate Italia	Prezzo d'aggiudicazione IT €/tCO ₂	Proventi italiani €
2018	gennaio	7.667.000	€ 8,36	€ 64.117.030
	febbraio	8.364.000	€ 9,33	€ 78.057.030
	marzo	8.364.000	€ 11,27	€ 94.227.430
	aprile	9.061.000	€ 13,19	€ 119.558.025
	maggio	6.273.000	€ 14,89	€ 93.391.030
	giugno	8.364.000	€ 15,18	€ 126.972.490
	luglio	9.758.000	€ 16,26	€ 158.637.200
	agosto	4.158.000	€ 18,61	€ 77.369.985
	settembre	7.667.000	€ 21,74	€ 166.694.520
	ottobre	9.758.000	€ 19,49	€ 190.169.480
	novembre	9.061.000	€ 18,77	€ 170.061.030
	dicembre	4.862.500	€ 20,74	€ 100.846.180
Totale		93.357.500	€ 15,43	€ 1.440.101.430

*Prezzo medio ponderato delle EUA (European Union Allowances) nel 2018
(Fonte GSE – Rapporto Annuale aste di quote europee di emissione)*

Tuttavia tale valore è destinato sicuramente a salire in relazione a situazioni contingenti (Brexit), ma anche, come detto in considerazione che il meccanismo stesso prevede una diminuzione nel tempo (fino a 2030) di quote disponibili per gli operatori (cap).

In relazione a questi fatti già nell'aprile del 2019 l'EUA è salito a 26,89 €/t CO₂, ed è intuibile che questo valore cresca. E' evidente, inoltre, che il valore dell'EUA costituisca comunque una indicazione del costo esterno associato all'emissione di CO₂ in atmosfera.

Sulla base delle considerazioni sopra esposte possiamo considerare valido il valore di **33 €/t di CO₂ emessa in atmosfera come costo esterno** (ovvero il costo utilizzato negli USA) da prendere in considerazione per la valutazione dei benefici (globali) introdotti dalla mancata emissione di CO₂ per ogni kWh prodotto da fonte fotovoltaica.

Sulla base del mix di produzione energetica nazionale italiana, ISPRA (Istituto Superiore per la Protezione e Ricerca Ambientale) in uno studio del 2015, valuta che la sostituzione di un kWh prodotto da fonti fossili con uno prodotto da fonti rinnovabili consente di evitare l'emissione di **554,6 g CO₂**. Tale valore tiene anche in conto il fatto che sebbene nella fase di esercizio le fonti rinnovabili non producano emissioni nocive, nella fase di costruzione dei componenti di impianto (p.e. moduli fotovoltaici), si genera una pur piccola quantità di emissioni di gas nocivi con effetto serra.

In considerazione dei dati sopra riportati in definitiva possiamo considerare che per ogni kWh prodotto dall'impianto fotovoltaico in oggetto sia abbia una mancata emissione di CO₂ in atmosfera quantificabile da un punto di vista monetario in:

$$0,033 \text{ €/kg} \times 0,5546 \text{ kg/kWh} = 0,018 \text{ €/kWh}$$

L'impianto eolico Avetrana Energia ha una potenza installata di 63 MW e una produzione annua netta attesa di 152.271 MWh.

Con beneficio annuo per mancata emissione di CO₂, pari a:

$$152.271.000 \text{ kWh} \times 0,018 \text{ €/kWh} = 2.740.878,00 \text{ €/anno}$$

Altri benefici globali o meglio non locali, peraltro difficilmente quantificabili in termini monetari, almeno per un singolo impianto, sono:

- 1) La riduzione del prezzo dell'energia elettrica. Negli anni il prezzo dell'energia elettrica è sceso per molte cause calo della domanda (dovuta alla crisi economica), calo del prezzo dei combustibili, aumento dell'offerta. La crescita di eolico e fotovoltaico con costi marginali di produzione quasi nulli ha contribuito ad abbassare i prezzi sul mercato dell'energia, portando a forti riduzioni del PUN. Ricordiamo a tal proposito che per

l'impianto in progetto non sono previsti incentivi statali (impianto *ingridparity*), che, tipicamente, a loro volta sono pagati, di fatto, nelle bollette elettriche.

- 2) Riduzione del *fuelrisk* e miglioramento del mix e della sicurezza nazionale nell'approvvigionamento energetico. La crescente produzione da fonti rinnovabili comporta una minore necessità di importazione di combustibili fossili, riducendo la dipendenza energetica dall'estero.
- 3) Altre esternalità evitate. La produzione di energia da combustibili fossili comporta oltre alle emissioni di CO₂, anche l'emissione di altri agenti inquinanti NH₃, NO_x, NMVOC, PM e SO₂, che generano aumento delle malattie, danni all'agricoltura, e agli edifici, che generano ulteriori costi esterni, ovvero costi sociali, evitabili con un diverso mix energetico.
- 4) Altre ricadute economiche dirette. La realizzazione di impianti quali quello in progetto generano un valore aggiunto per tutta la catena del valore della filiera nelle fasi di finanziamento dell'impianto (banche, compagnie assicurative, studi legali, fiscali, notarili), realizzazione dei componenti (ad esempio inverter, strutture di sostegno dei moduli), progettazione, installazione, gestione e manutenzione dell'impianto ed ovviamente anche nella produzione di energia.
- 5) Altre ricadute economiche indirette. La crescita di una filiera comporta un aumento di PIL e quindi di ricchezza pubblica e privata del Paese, con effetti positivi sui consumi, sulla creazione di nuove attività economiche e nei servizi.

Infine è proficuo rammentare che la realizzazione dell'impianto fotovoltaica in progetto è in linea con quanto definito nella SEN (Strategia Energetica Nazionale). La SEN si pone come obiettivi al 2030:

- l'aumento della competitività del Paese allineando i prezzi energetici a quelli europei,
- il miglioramento della sicurezza nell'approvvigionamento e nella fornitura dell'energia,
- la decarbonizzazione del sistema di approvvigionamento energetico.

E' evidente che un ulteriore sviluppo delle energie rinnovabili costituisce uno dei punti principali (se non addirittura il principale) per il conseguimento degli obiettivi del SEN. Benché l'Italia abbia raggiunto con largo anticipo gli obiettivi rinnovabili del 2020, con una penetrazione del 17,5% sui consumi già nel 2015, l'obiettivo indicato nel SEN è del 28% al 2030. In particolare le rinnovabili elettriche dovrebbero essere portate al 48-50% nel 2030, rispetto al 33,5% del 2015. Il

SEN propone di concentrare l'attenzione sulle tecnologie rinnovabili mature, quali il fotovoltaico, il cui LCOE è vicino al *market parity*, che dovranno essere sostenute non più con incentivi alla produzione ma con sistemi che facilitino gli investimenti

In conclusione è evidente che la realizzazione dell'impianto fotovoltaico in progetto comporterebbe dei benefici globali ben superiori al costo esterno generato dalla stessa realizzazione dell'impianto.

6.3. Benefici locali

A fronte dei benefici globali sopra individuati e quantificati dobbiamo considerare, d'altra parte, che i costi esterni sono sopportati soprattutto dalla Comunità e dall'area in cui sorge l'impianto, dal momento che gli impatti prodotti dall'impianto fotovoltaico sono esclusivamente locali.

Vediamo allora quali sono le contropartite *economiche* del territorio a fronte dei costi esterni sostenuti.

Innanzitutto il Comune di Avetrana, in cui è prevista l'installazione dell'impianto percepirà in termini di IMU un introito annuale quantificabile in 12.000,00 € per ogni aerogeneratore e quindi complessivamente

$$15 \times 12.000,00 \text{ €} = 180.000,00 \text{ €/anno}$$

I proprietari dei terreni percepiranno in media 20.000,00 € (aree per plinti di fondazione, piazzole e strade di esercizio) per aerogeneratore per la cessione del diritto di superficie, e quindi

$$20 \times 15.000,00 \text{ €} = 300.000,00 \text{ €/anno}$$

L'attività di gestione e manutenzione dell'impianto è stimata essere di 50.000,00 €/anno per ogni aerogeneratore. Assumendo cautelativamente che solo il 20% (10.000,00 €/WTG) si appannaggio di imprese locali (sorveglianza, piccole opere di manutenzione), stimiamo cautelativamente, un ulteriore vantaggio economico per il territorio di:

$$15 \times 10.000,00 \text{ €} = 150.000,00 \text{ €/anno}$$

Per quanto concerne i costi di costruzione dell'impianto e delle relative opere di connessione si stima un costo di 800.000,00 €/MW. Considerando, ancora in maniera conservativa, che il 10% (80.000,00 €/MW) sia appannaggio di imprese locali, abbiamo complessivamente un introito di:

$$63 \text{ MW} \times 80.000,00 \text{ €/MW} = 5.040.000,00 \text{ €}$$

Non considerando (conservativamente) alcun tasso di attualizzazione e dividendo semplicemente per 20 anni (durata del periodo di esercizio dell'impianto così come autorizzato dalla Regione Puglia), abbiamo:

$$5.040.000,00 \text{ €} / 20 \text{ anni} = 252.000 \text{ €/anno}$$

In pratica consideriamo un ulteriore introito per il Territorio di circa 252 mila euro ogni anno per 20 anni.

Infine per la gestione operativa di un impianto eolico quale quello in progetto, necessita l'assunzione di almeno due operatori che con cadenza giornaliera si rechino presso l'impianto. Necessariamente pertanto queste maestranze dovranno essere locali. La ricaduta economica sul territorio è quantificabile in 60.000,00 €/anno.

Infine tra i benefici locali non andiamo a quantificare introiti legati soprattutto alle attività di consulenza, quali servizi tecnici di ingegneria, servizi di consulenza fiscale, che tipicamente (ma non necessariamente) sono affidati a professionisti locali.

In definitiva abbiamo la seguente quantificazione dei benefici locali.

	BENEFICI LOCALI
IMU	180.000,00 €/anno
Diritto di superficie a proprietari dei terreni	300.000,00 €/anno
Manutenzione impianto	150.000,00 €/anno
Lavori di costruzione	252.000,00 €/anno
Assunzioni per gestione operativa impianto	60.000,00 €/anno
TOTALE	942.000,00 €/anno

6.4. Confronto tra costi esterni e benefici locali e globali

I benefici globali e locali sopra individuati e quantificati vanno infine confrontati con la stima dei costi esterni stimati.

Abbiamo visto che i costi esterni nel caso di un impianto eolico sono sostanzialmente dovuti all'impatto acustico e a quello paesaggistico/ visivo. Dalla stima effettuata abbiamo

Costi esterni imputabili ad impatto visivo 517.721,40 €/anno

Costi esterni imputabili ad impatto acustico 295.406,00 /anno

Costi esterni totali 813.127,40 €/anno

In tabella è riportato il confronto tra la quantificazione dei costi esterni, benefici locali, benefici globali, ribadendo peraltro che i benefici globali e locali sono sicuramente sottostimati.

COSTI ESTERNI	BENEFICI GLOBALI	BENEFICI LOCALI
813.127,00€/anno	2.740.000,00€/anno	942.000,00 €/anno

È evidente dalle stime effettuate che

- i benefici globali (ampiamente sottostimati) sono più del triplo dei costi esterni
- i benefici locali sono comunque superiori (15%) dei costi esterni.

Il bilancio costi – benefici (sia a livello globale sia a livello locale) riferito all’impianto in progetto è sempre positivo. In definitiva abbiamo un saldo ambientale in positivo anche se consideriamo benefici locali e impatti locali

7. RESIDUI ED EMISSIONI – IMPATTI AMBIENTALI

Residui ed emissioni sono presenti sia nella fase di costruzione sia in quella di esercizio dell'impianto.

7.1.1. Residui ed emissioni per la costruzione dei componenti di impianto

Per la costruzione di tutti i componenti dell'impianto non è previsto l'utilizzo di materiali pericolosi, tossici o inquinanti.

Le torri tubolari saranno realizzate in laminato di ferro, sabbiato e tinteggiato con colori chiari.

Le parti elettriche e meccaniche saranno realizzate con i tipici materiali utilizzati per questo tipo di componenti (ferro e leghe varie, rame, pvc, ecc.).

7.1.2. Residui ed emissioni nella fase di realizzazione dell'impianto

Nella fase di realizzazione dell'impianto sono previsti scavi per la realizzazione dei plinti di fondazione delle torri di sostegno degli aerogeneratori. I plinti delle fondazioni dirette avranno forma tronco-conica con diametri di base di circa 23 m. L'altezza massima del plinto sarà di 3,5 m. Pertanto per ciascun plinto è previsto uno scavo di circa 1.460 mc. Il materiale di risulta rinveniente dagli scavi sarà in gran parte riutilizzato nell'ambito dello stesso cantiere per la realizzazione delle strade (non asfaltate) previste nel progetto.

I plinti di fondazione saranno in c.a. ed avranno un volume di circa 990 mc.

Nella fase di realizzazione dell'impianto eolico (cantiere) si avrà anche un leggero incremento del traffico pesante nella zona: betoniere necessarie per il trasporto del cemento occorrente per la realizzazione dei plinti, veicoli speciali lunghi fino a 85 m per il trasporto delle navicelle e dei tronchi tubolari delle torri.

7.1.3. Residui ed emissioni nella fase di esercizio dell'impianto

Le emissioni previste nella fase di esercizio dell'impianto eolico sono il rumore e la perturbazione del campo aerodinamico, gli olii esausti utilizzati nei trasformatori e per la lubrificazione delle parti meccaniche.

Rumore

Il rumore emesso da un parco eolico è sostanzialmente di due tipi:

- rumore dinamico prodotto dalle pale in rotazione;

- il rumore meccanico dell'aerogeneratore e le vibrazioni interne alla navicella, causate dagli assi meccanici in rotazione;

Il rumore meccanico dell'aerogeneratore è trascurabile, mentre il rumore di maggiore rilevanza è quello dinamico delle pale in rotazione.

Perturbazione del campo aerodinamico

Nella scia del rotore si ha una variazione della velocità dell'aria che cede una parte della propria energia cinetica al rotore. Questa variazione comporta una diminuzione della pressione statica a valle dell'aerogeneratore con effetti di turbolenza che possono essere potenzialmente pericolosi per l'avifauna e per la navigazione aerea a bassa quota.

Gli effetti di tale turbolenza si attenuano fino a scomparire man mano che ci si allontana dall'aerogeneratore.

Olii esausti

I trasformatori elettrici di potenza 0,69/30 kV saranno del tipo a secco, quello 30/150 kV in bagno d'olio, che unitamente all'olio utilizzato per la lubrificazione delle parti meccaniche (comunque di quantità irrisoria) sarà regolarmente smaltito presso il "Consorzio Obbligatorio degli Olii Esausti".

7.2. Inquinamento e disturbi ambientali

L'impianto eolico potrà avere possibili impatti diretti nell'area analizzata con particolare riferimento a:

- rumore;
- impatto su fauna e avifauna (migratoria e stanziale);
- impatto su flora e vegetazione;
- impatto visivo;
- occupazione del territorio;
- perturbazione del campo aerodinamico.

Tra gli impatti indiretti da tenere in considerazione vi sono:

- l'interferenza su altre attività umane;
- la possibilità di inquinamento elettromagnetico.

Lo studio degli impatti è stato ampiamente affrontato nel Capitolo 3 dello Studio di Impatto Ambientale (*Quadro Ambientale*).

Ad ogni modo nessun impatto incide sugli aspetti climatici dell'area di intervento o più in generale del territorio.

Semmai gli impianti di produzione energetica da fonte rinnovabile hanno l'effetto benefico di evitare emissioni dei gas con effetto serra, quali residui di combustione per la produzione energetica da combustibili fossili.

8. ELENCO ENTI

Di seguito si riporta l'elenco degli enti a cui indirizzare il progetto per il rilascio del parere / nulla osta di competenza nell'ambito della Conferenza dei Servizi.

1. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Sviluppo Economico, Innovazione, Istruzione, Formazione e Lavoro – Sezione Infrastrutture Energetiche e Digitali. Sezione Reti ed Infrastrutture per la Mobilità

2. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali Servizio V.I.A. e V.I.N.C.A

3. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Tutela e Valorizzazione del Paesaggio

4. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Urbanistica

5. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Autorizzazioni Ambientali

6. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Ciclo Rifiuti e Bonifica – Servizio Attività Estrattive

7. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologiae Paesaggio - Sezione Lavori Pubblici

8. REGIONE – PUGLIA - Dipartimento Mobilità, Qualità Urbana, Opere Pubbliche, Ecologia e Paesaggio - Sezione Difesa del suolo e rischio sismico

9. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Coordinamento dei Servizi Territoriali

10. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Ufficio Provinciale Agricoltura di Brindisi – se ci sono espanti

11. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Gestione Sostenibile e Tutela delle Risorse Forestali e Naturali

12. REGIONE PUGLIA - Dipartimento Agricoltura, Sviluppo Rurale ed Ambientale – Sezione Risorse Idriche

13. ARPA PUGLIA – Prevenzione Ambientale Bari

14. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Brindisi

15. ARPA PUGLIA – Dipartimento Provinciale di Brindisi

16. ASL Brindisi

- 17 ASL Taranto
18. AUTORITA' DI BACINO DELLA PUGLIA
19. MINISTERO DELL'INTERNO - Comando Provinciale Vigili del Fuoco di Brindisi-Taranto
20. CONSORZIO SPECIALE PER LA BONIFICA ARNEO – Nardò
21. CORPO FORESTALE DELLO STATO
23. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Dipartimento per le Comunicazioni - Ispettorato Territoriale Puglia-Basilicata –Via Amendola 116 – cap 70126 BARI
24. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO – Divisione IV UNMIG – Napoli
25. MINISTERO SVILUPPO ECONOMICO - Divisione VI Fonti rinnovabili di energia ROMA
26. SOPRINTENDENZA Archeologia, Belle Arti e Paesaggio per le province di Lecce, Brindisi e Taranto Via A. Galateo 2 , Lecce (arch. Maria Piccarreta)
27. Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e del Turismo Direzione generale archeologia, belle arti e paesaggio , Servizio V Tutela del paesaggio
28. PROVINCIA DI TARANTO - Ambiente Territorio e Sviluppo Sostenibile – Ecologia
29. PROVINCIA DI TARANTO – Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica
30. PROVINCIA DI TARANTO – Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti
28. PROVINCIA DI BRINDISI - Ambiente Territorio e Sviluppo Sostenibile – Ecologia
29. PROVINCIA DI BRINDISI – Servizio Tecnico – Settore Edilizia Sismica
30. PROVINCIA DI BRINDISI – Servizio Pianificazione Territoriale Viabilità, Mobilità e Trasporti
31. MINISTERO DELLE INFRASTRUTTURE E DEI TRASPORTI - Direzione Generale Territoriale del Sud - Sezione Ufficio Speciale Trasporti ed Impianti Fissi (U.S.T.I.F)
32. Ente per lo Sviluppo dell'irrigazione e la trasformazione fondiaria in Puglia, Lucania e Irpinia
33. MINISTERO DELLA DIFESA - Direzione Generale dei Lavori e del Demanio
34. AGENZIA DEL DEMANIO - Direzione Regionale Puglia e Basilicata- BARI
35. Comando Militare Esercito "Puglia" – Bari

36. Ispettorato delle Infrastrutture dell'Esercito – 8° Reparto Infrastrutture – Ufficio Demani eServitù Militari – Sezione Servitù Militari – Bari
37. Aeronautica Militare Scuole A.M./ 3° Regione Aerea – Reparto Territorio e Patrimonio –Bari
38. Comando in Capo del Dipartimento Militare Marittimo dello Jonio e del Canale d'Otranto– Taranto
39. Ente Nazionale per l'Aviazione Civile (ENAC)
40. Ente nazionale Assistenza al Volo (ENAV)
41. AERONAUTICA MILITARE – CIGA (segnalazione ostacoli al volo)
42. AQP S.p.A.
43. ENEL E-Distribuzione SpA
44. SNAM Rete gas
45. TERNA S.p.A.
46. TIM - TELECOM ITALIA S.p.A.
47. FASTWEB S.p.a.
48. COMUNE DI NARDO' (LE)
49. COMUNE DI SALICE SALENTINO (LE)
50. COMUNE DI SAN PANCRAZIO SALENTINO (BR)
51. COMUNE DI ERCHIE (BR)
52. COMUNE DI MANDURIA (TA)
53. COMUNE DI ORIA (BR)
54. COMUNE DI FRANCAVILLA FONTANA (BR)
55. COMUNE DI GROTTAGLIE (TA)
56. COMUNE DI AVETRANA (TA)
57. REGIONE PUGLIA – SERVIZIO DEMANIO PATRIMONIO –BARI