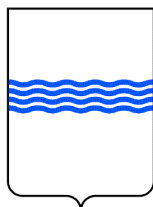


PROGETTO PER LA REALIZZAZIONE DI UN PARCO EOLICO E DELLE RELATIVE OPERE DI CONNESSIONE ALLA RTN POTENZA NOMINALE 54.6 MW

REGIONE
BASILICATA



PROVINCIA
di POTENZA



ATELLA



AVIGLIANO



COMUNI di
FILIANO



SAN FELE



POTENZA



Località "Agrifoglio"

Scala:

Formato Stampa:

-

A4

PROGETTO DEFINITIVO

ELABORATO

A.17.VIA.c

QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Progettazione:

Committenza:



R.S.V. Design Studio S.r.l.

Piazza Carmine, 5 | 84077 Torre Orsaia (SA)
P.IVA 05885970656
Tel./fax: +39 0974 985490 | e-mail: info@rsv-ds.it



Ripawind S.r.l.

Via della Tecnica, 18 | 85100 Potenza (PZ)
P.IVA 01960620761
Indirizzo pec: ripawindsrl@pec.it



Catalogazione Elaborato

PZ_AGF_A17_VIAc_QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE.pdf
PZ_AGF_A17_VIAc_QUADRO DI RIFEIRMENTO PROGETTUALE.doc

Data	Motivo della revisione:	Redatto:	Controllato:	Approvato:
Luglio 2023	Prima emissione	CB	QV/AS	RSV

Il presente elaborato è di proprietà di R.S.V. Design Studio S.r.l. Non è consentito riprodurlo o comunque utilizzarlo senza autorizzazione scritta di R.S.V. Design Studio S.r.l.

SOMMARIO

SOMMARIO	1
INDICE DELLE TABELLE	3
INDICE DELLE FIGURE	3
1. PREMESSA	4
1.1 COERENZA DEL PROGETTO CON OBIETTIVI EUROPEI DI DIFFUSIONE DELLE FER	5
1.2 NORMATIVA PER LA PROCEDURA DI VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN BASILICATA	6
1.3 STRUTTURA DEL SIA	12
2. DATI GENERALI INDICATIVI DELLA SOCIETA' PROPONENTE	14
3. DATI GENERALI DEL PROGETTO	15
3.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE	15
3.2 DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO	18
4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE	19
4.1 MOTIVAZIONI ASSUNTE NELLA DEFINIZIONE DEL PROGETTO	21
4.1.1 NATURA DEI BENI E/O SERVIZI OFFERTI	22
4.2 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI	23
4.2.1 AEROGENERATORI	25
4.2.1.1 Torre	25
4.2.1.2 Navicella	26
4.2.1.3 Rotore e Pale	27
4.2.1.4 PITCH SYSTEM	29
4.2.1.5 SISTEMA DI IMBARDATA	29
4.2.1.6 SISTEMA DI ARRESTO	29
4.2.1.7 GENERATORE	30
4.2.1.8 CONVERTITORE	30
4.2.1.9 TRASFORMATORE	30
4.2.1.10 CAVO IN ALTA TENSIONE	30
4.2.1.11 QUADRI DI CONTROLLO	31
4.2.1.12 SISTEMA DI CONTROLLO	32

4.2.1.13	SISTEMI DI PROTEZIONE	32
4.2.1.14	STORAGE SYSTEM	33
4.2.1.15	AUSILIARI	33
4.2.2	DESCRIZIONE OPERE CIVILI	33
4.2.2.1	Opere di fondazione	33
4.2.2.2	Piazzole	34
4.2.2.3	Viabilità	35
4.2.2.4	Stazione di trasformazione MT/AT	37
4.2.3	DESCRIZIONE OPERE ELETTRICHE	38
4.2.3.1	Cavidotto in MT	38
4.2.3.2	Caratteristiche tecniche cavidotto e fibra ottica	40
4.2.3.3	Descrizione del tracciato	41
4.2.3.4	Giunzioni	41
4.2.3.5	Terminazione ed attestazione cavi MT	42
4.2.3.6	Giunti di isolamento cavi MT	43
4.2.3.7	Terminazione ed attestazione cavi in fibra ottica	43
4.2.3.8	Coesistenza tra cavi elettrici e altre condutture interrato	43
4.2.3.9	Stazione elettrica di trasformazione MT/AT e Cavidotto AT	45
4.2.4	CONDIZIONAMENTI E VINCOLI	47
4.2.5	ANALISI DI MICROSITING E STIMA DI PRODUCIBILITÀ	47
4.2.5.1	Analisi dei dati anemometrici	48
4.2.5.2	Stima di producibilità	50
5.	CONCLUSIONI	51

INDICE DELLE TABELLE

TABELLA 1. COORDINATE DELL'IMPIANTO DA PROGETTO NEL SISTEMA DI RIFERIMENTO UTM WGS84	16
TABELLA 2. UBICAZIONE CATASTALE DEGLI AEROGENERATORI	17
TABELLA 3. SINTESI DATI PROGETTUALI	25
TABELLA 4. COLORAZIONI ESTERNA E INTERNA RISPETTIVAMENTE PER LE TURBINE V150 E V162 DELLA VESTAS.	26
TABELLA 5. COLORAZIONI ESTERNA E INTERNA RISPETTIVAMENTE PER LE TURBINE V150 E V162 DELLA VESTAS.	27
TABELLA 6. CARATTERISTICHE SPECIFICHE DEL ROTORE E DELLE PALE AD ESSO CONNESSE DEL MODELLO V150 E V162 DI VESTAS	29
TABELLA 7. COLORAZIONE SCELTA PER LE PALE DELLE TURBINE V150 E V162 DI VESTAS	29
TABELLA 8. CARATTERISTICHE TECNICHE CAVIDOTTO MT	41
TABELLA 9. CARATTERISTICHE TECNICHE DEL CAVO IN FIBRA OTTICA	41
TABELLA 10. RISULTATI OTTENUTI DAL MODELLO DI CALCOLO TRAMITE SOFTWARE WINDPRO	50
TABELLA 11. PERDITE IPOTIZZATE	51
TABELLA 12. CONFRONTO PRODUCIBILITÀ LORDA (GROSS) E NETTA (NET)	51

INDICE DELLE FIGURE

FIGURA 1. VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE DALLA NORMATIVA EUROPEA A QUELLA REGIONALE	12
FIGURA 2. LOCALIZZAZIONE SU ORTOFOTO DEL PARCO EOLICO DA 54.6 MW DA REALIZZARSI IN AGRO DEI COMUNI ATELLA, AVIGLIANO, FILIANO, POTENZA E SAN FELE (PZ), LOCALITÀ "AGRIFOGLIO" - REGIONE BASILICATA.	15
FIGURA 3. INQUADRAMENTO GENERALE DELL'AREA DI REALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO DA 54.6 MW SU CARTOGRAFIA MICHELIN.	16
FIGURA 4. INQUADRAMENTO DEGLI AEROGENERATORI DI PROGETTO SU BASE CATASTALE (FONTE: WMS ADE) – PER UN MAGGIORE DETTAGLIO CONSULTARE GLI ELABORATI A.16.A.18	17
FIGURA 5. SPACCATO NAVICELLA TIPO.	27
FIGURA 6. ILLUSTRAZIONI PRESE DAL "WIND FARM ROADS REQUIREMENTS" DELLA VESTAS, RELATIVE ALLA PENDENZA LONGITUDINALE (A) E ALLA PENDENZA LATERALE DELLA CARREGGIATA (B).	36
FIGURA 7. SEZIONI PER LA POSA DEL CAVIDOTTO	39
FIGURA 8: UBICAZIONE STAZIONI DI RILEVAMENTO "A" E "B" RISPETTO AL SITO DI PROGETTO	48
FIGURA 9: DISTRIBUZIONE DIREZIONALE E PROFILO DEL VENTO	49

1. PREMESSA

Oggetto della presente relazione è lo Studio di Impatto Ambientale (SIA), parte integrante della domanda di istruttoria tecnica per la verifica della compatibilità ambientale del progetto esposto, ai sensi dell'art. 23 del Titolo III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii., in relazione agli impatti che questo può avere sui vari comparti ambientali.

Tale studio mira alla Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) di un progetto, proposto dalla società Ripawind S.R.L., relativo alla realizzazione di un impianto di energia elettrica da fonte eolica sito nei comuni di Atella, Avigliano, Filiano, Potenza e San Fele (PZ), località "Agrifoglio".

Poiché il suddetto progetto, nello specifico, prevede l'installazione di 9 aerogeneratori per una potenza complessiva di circa 54.6 MW, esso rientra nell'All. II alla Parte Seconda del D.Lgs. 152/06 "Progetti di competenza Statale", pertanto deve esser sottoposto alla procedura di Valutazione di Impatto Ambientale e l'autorità competente risulta essere Il Ministero dell'Ambiente e della Sicurezza Energetica (MASE).

Il proponente intende richiedere che il provvedimento di V.I.A. sia rilasciato nell'ambito di un Provvedimento Unico in materia ambientale, secondo quanto disposto dall'art. 27 del Testo Unico Ambientale e dunque il rilascio dei necessari titoli di cui al comma 2 del suddetto articolo, ovvero:

- Autorizzazione paesaggistica di cui all'articolo 146 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n.42;
- Autorizzazione culturale di cui all'articolo 21 del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al decreto legislativo 22 gennaio 2004, n. 42;
- Autorizzazione riguardante il vincolo idrogeologico di cui al Regio decreto 30 dicembre 1923, n. 3267 e al Decreto del Presidente della Repubblica 24 luglio 1977, n.616.

La Società *Ripawind S.R.L.*, in quanto autorità proponente, deve fornire all'autorità competente, quale il MASE, tutte le informazioni utili all'espressione di un giudizio positivo di compatibilità dell'opera. Il SIA, pertanto, si prefigge l'obiettivo di individuare, stimare e valutare l'impatto ambientale del proposto impianto eolico, di identificare e analizzare le possibili alternative e di indicare le misure di mitigazione o eliminare gli eventuali impatti negativi, al fine di permettere all'Autorità competente la formulazione della determinazione in merito alla VIA di cui agli artt. 25, 26, 27 del titolo III del D.Lgs. 152/2006 e ss.mm.ii.

In generale, il SIA e gli elaborati ad esso allegati affrontano compiutamente il tema degli impatti che l'impianto può avere sui diversi comparti ambientali. Nello specifico, ad esempio, affronta gli impatti sulla componente naturalistica, sul paesaggio, su suolo e

sottosuolo, sul rapporto delle opere con la morfologia dei luoghi, sull'introduzione di rumore nell'ambiente, sul rischio di incidenti, sulla salute pubblica in merito alle onde elettromagnetiche generate e sul pericolo derivante dall'eventuale distacco di una pala dal mozzo.

Inoltre, la progettazione ha posto maggiore attenzione su quei fattori che tendono a mitigare gli impatti dell'impianto eolico e delle relative opere elettriche, quali ad esempio:

- l'utilizzo di aerogeneratori a basso numero di giri al minuto;
- colorazioni particolari per eliminare l'impatto sull'avifauna e attenuare la visibilità dalla media-lunga distanza;
- il ripristino morfologico dei luoghi impegnati dal cantiere (già in fase di esercizio dell'impianto eolico) e delle opere elettriche;
- il rispetto dell'orografia e del paesaggio riguardo alla scelta del sito dell'impianto eolico e della posizione e dei tracciati delle opere elettriche.

Per le opere di connessione alla rete elettrica, la società proponente ha previsto la minimizzazione degli impatti e la consegna dell'energia nelle immediate vicinanze di una Stazione Elettrica nel Comune di Potenza (PZ) e su cui sarà possibile l'allaccio di altri eventuali futuri impianti.

1.1 COERENZA DEL PROGETTO CON OBIETTIVI EUROPEI DI DIFFUSIONE DELLE FER

In eredità del Protocollo di Kyoto, *l'Accordo di Parigi* è il primo accordo universale e giuridicamente vincolante sui cambiamenti climatici, adottato alla conferenza di Parigi sul clima (COP21) nel dicembre 2015 per combattere l'emissione in atmosfera dei gas climalteranti ed il conseguente riscaldamento globale.

A livello europeo, il recepimento dell'*Accordo di Parigi* si ha con il *Quadro Clima-Energia*, il quale pone gli obiettivi chiave da perseguire entro il 2030, tra cui: una riduzione almeno del 40% delle emissioni di gas climalteranti (rispetto ai livelli del 1990); il raggiungimento di una quota almeno del 32% di energia rinnovabile; un miglioramento almeno del 32,5% dell'efficienza energetica.

In Italia il raggiungimento di tale obiettivo viene imposto dalla Strategia Energetica Nazionale (SEN 2017), la quale applica gli obiettivi strategici europei al contesto nazionale e che si pone l'obiettivo di rendere il sistema energetico nazionale più competitivo, sostenibile e sicuro.

Ruolo chiave nella riduzione dell'emissione dei gas climalteranti è affidato alla riduzione del consumo, fino alla totale rinuncia, delle fonti classiche di energia quali i combustibili fossili in favore di un'adozione sempre crescente delle fonti di energia rinnovabile (FER): si parla di una riduzione del consumo dei combustibili fossili pari al 30% e di un aumento delle FER di circa il 27% rispetto ai livelli registrati nel 1990.

La SEN 2017 prevede di intensificare il processo di decarbonizzazione secondo lo scenario *Roadmap2050* ponendo l'accento sull'obiettivo "non più di 2°C" che, accanto agli obiettivi per la riduzione dell'inquinamento atmosferico (con i conseguenti benefici per l'ambiente e per la salute) pone le basi per un'economia a basse emissioni di carbonio e alla base di un sistema che:

- assicuri energia a prezzi accessibili a tutti i consumatori;
- renda più sicuro l'approvvigionamento energetico dell'UE;
- riduca la dipendenza europea dalle importazioni di energia;
- crei nuove opportunità di crescita e posti di lavoro.

L'opera in oggetto, proposta dalla società *Ripawind S.R.L.*, è perfettamente in linea con l'obiettivo di aumento al 27% delle FER entro il 2030 in quanto le fonti di energia derivanti dall'*eolico* e dal *fotovoltaico* sono riconosciute tra le FER più mature ed economicamente vantaggiose al giorno d'oggi.

1.2 NORMATIVA PER LA PROCEDURA DI VIA IN EUROPA, IN ITALIA E IN BASILICATA

L'ambiente, visto come sistema di interscambio tra attività umane e risorse, sta vedendo una sempre più ingente antropizzazione con conseguente preoccupazione nei confronti dell'impovertimento dell'habitat naturale e delle sue risorse e contemporaneo aumento della produzione di rifiuti. L'obiettivo globale da raggiungere consiste nel perseguimento di uno sviluppo sostenibile che consenta il miglioramento della qualità della vita senza eccedere la capacità di carico degli ecosistemi di supporto dai quali essa dipende.

Da qui prende piede il concetto di *Valutazione di Impatto Ambientale* (VIA) che consente di esprimere un giudizio di compatibilità del progetto nei confronti dell'ambiente in quanto, con la realizzazione di qualsiasi tipo di opera, risulta essere quasi impossibile salvaguardare lo stato originario dell'ambiente stesso pur mantenendo ferma la volontà di ridurre o prevenire a monte il manifestarsi di impatti di qualsivoglia natura (diretti/indiretti; positivi/negativi; reversibili/irreversibili; cumulativi; globali/locali).

Il concetto di tutela, salvaguardia e valorizzazione ambientale, a livello di legge, si introduce per la prima volta negli USA, nel 1970, con la National Environmental Policy Act

(NEPA); la procedura vera e propria di Valutazione di Impatto Ambientale viene introdotta in Europa con la **Direttiva CEE 85/337** che recita quanto segue: *“la valutazione dell’impatto ambientale individua, descrive e valuta, in modo appropriato per ciascun caso particolare gli effetti diretti ed indiretti di un progetto sui seguenti fattori: l’uomo, la fauna e la flora; il suolo, l’acqua, l’aria, il clima e il paesaggio; i beni materiali ed il patrimonio culturale; l’interazione tra i fattori sopra citati.”* (art. 3). Tale direttiva specifica, inoltre, quali progetti debbano essere obbligatoriamente soggetti a VIA da parte di tutti gli Stati membri (All. I) e quali invece solo nel caso in cui gli Stati membri stessi lo ritengano necessario (All. II).

La Comunità Europea ha poi adottato in seguito:

- La Direttiva CE 96/61 che introduce la prevenzione e la riduzione integrate dell’inquinamento proveniente da attività industriali (IPPC, Integrated Pollution Prevention and Control) e l’AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale);
- La Direttiva CE 97/11 che formula una proposta di direttiva sulla valutazione degli effetti sull’ambiente di determinati piani e programmi (aggiorna e integra la Direttiva CEE 337/85 sulla base dell’esperienza condotta dagli Stati membri); nel dettaglio:
 - amplia la portata della VIA aumentando il numero dei tipi di progetti da sottoporre a VIA (allegato I);
 - rafforza la base procedurale garantendo nuove disposizioni in materia di selezione, con nuovi criteri (allegato III) per i progetti dell’allegato II, insieme a requisiti minimi in materia di informazione che il committente deve fornire;
 - introduce le fasi di “screening” e “scoping”.

N.B. la Direttiva 97/11, nel riformare la Direttiva 85/337, amplia l’All. II con gli “impianti per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento” per i quali la VIA non risultava essere obbligatoria.

- La Direttiva CE 2003/35 che rafforza la partecipazione del pubblico nell’elaborazione di taluni piani e programmi in materia ambientale, migliora le indicazioni delle Direttive 85/337/CEE e 96/61/CE relative alle disposizioni sull’accesso alla giustizia e contribuisce all’attuazione degli obblighi derivanti dalla convenzione di Århus del 25 giugno 1998;

¹ *Convenzione Internazionale tenutasi il 25 giugno 1998 ad Aarhus “Convenzione sull’accesso alle informazioni, la partecipazione del pubblico ai processi decisionali e l’accesso alla giustizia in materia ambientale” Ratificata con Legge del 16 marzo 2001, n. 108 (Suppl. alla G.U. n.85 dell’11 aprile 2001)*

- La Direttiva 2011/92/UE del Parlamento europeo e del Consiglio del 13 dicembre 2011 concernente la valutazione dell'impatto ambientale di determinati progetti pubblici e privati entra in vigore dal 17 febbraio 2012 con l'obiettivo di racchiudere in sé (testo unico) tutte le modifiche apportate nel corso degli anni alla direttiva 85/337/CEE che viene conseguentemente abrogata. Particolare rilievo viene dato alla partecipazione del pubblico ai processi decisionali, anche mediante mezzi di comunicazione elettronici, in una fase precoce della procedura garantendo l'accesso alla documentazione fornita dal proponente ed alle informazioni ambientali rilevanti ai fini della decisione;
- La Direttiva 2014/52/UE, entrata in vigore il 16 maggio 2014, apporta importanti cambiamenti in materia di valutazione di impatto ambientale (VIA) modificando la direttiva 2011/92/UE in vista di:
 - un maggiore coinvolgimento del pubblico e delle forze sociali;
 - la semplificazione della procedura d'esame per stabilire la necessità o meno di una valutazione d'impatto ambientale;
 - rapporti più chiari e comprensibili per il pubblico;
 - obbligo da parte degli sviluppatori di cercare di prevenire o ridurre a monte gli eventuali effetti negativi dei progetti da realizzarsi.

A livello nazionale la direttiva europea viene recepita con i seguenti provvedimenti:

- Legge 8 luglio 1986 n. 349, la quale istituisce il Ministero dell'Ambiente, organo preposto alla procedura di VIA.;
- Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri n. 377 del 1988 (10.8.88 e 27.12.88) che contiene le norme tecniche per la redazione dello Studio di Impatto Ambientale (SIA) e specificano quanto concerne le pronunce di compatibilità ambientale; in particolare rende obbligatoria la VIA per le opere descritte all'All. I (in cui però non sono inclusi gli impianti di produzione da fonte eolica);
- Decreto del Presidente della Repubblica del 12 aprile 1996 atto di indirizzo e coordinamento alle Regioni che stabilisce in via generale i principi per la semplificazione e lo snellimento delle procedure amministrative in merito all'applicazione della procedura di VIA per i progetti all'All. B (All. II della Direttiva CEE 337/85);
- Decreto del Presidente della Repubblica del 3 settembre 1999 che va a modificare le categorie da assoggettare alla VIA (indicate negli All. A e B del DPR del 12 aprile 1996): vengono infatti inseriti nell'All. B (progetti assoggettati a VIA se ricadenti anche

parzialmente in aree naturali protette secondo la L.394/91) “gli impianti industriali per la produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento”;

- Testo Unico per L’ambiente (Decreto Legislativo n. 152 del 3 aprile 2006) Parte II e ss.mm.ii. (tra cui vanno segnalati il D.Lgs. 4/2008, il D.Lgs. 128/2010, il D.Lgs. 46/2014 ed il D.Lgs.104/2017), che accanto alla descrizione della procedura di VIA (Tit. III), introduce anche disposizioni per:
 - La *Valutazione Strategica Ambientale* (VAS) di piani e programmi (Tit. II);
 - L’*Autorizzazione Integrata Ambientale* (AIA_ Tit. III-BIS) da portare avanti parallelamente alla VIA per la messa in esercizio di talune categorie di impianti (All. VIII D.Lgs. 152/06).

Al Ministero dell’Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare (attuale MASE- Ministero dell’Ambiente e della Sicurezza Energetica) in concertazione con il Ministero della Cultura (MIC), l’art. 35 del D.Lgs. 152/06 affida la competenza della VIA di progetti di opere e interventi rientranti nelle categorie di cui all’art. 23 nei casi in cui si tratti di:

- di opere o interventi sottoposti ad autorizzazione alla costruzione o all’esercizio da parte di organi dello Stato;
 - di opere o interventi localizzati sul territorio di più regioni o che comunque possano avere impatti rilevanti su più regioni;
 - di opere o interventi che possano avere effetti significativi sull’ambiente di un altro Stato membro dell’Unione europea.
- **D.Lgs. 4/2008** rende esplicita la differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale (vengono sostituiti gli allegati dal I a V della Parte II del D.Lgs 152/2006).
 - **D.Lgs. 104/2017** modifica la Parte II e i relativi allegati del D.Lgs. 152/2006 per adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE.

In regione Basilicata:

La prima legge regionale in attuazione della direttiva CEE 85/377 è la **L.R. 47/1994** “*Disciplina della valutazione impatto ambientale e norme per la tutela dell’ambiente*” in cui all’art. 3 vengono individuati gli interventi da sottoporre a procedura di VIA in forma semplificata (impianti eolici con potenza compresa tra 1 e 3 kW) e in forma ordinaria (impianti con potenza superiore ai 3kW).

Subito dopo viene attivata la procedura di VIA per impianti eolici con potenza superiore a 2 MW attraverso la **L.R. 3/1996** *“Modifiche ed integrazioni alla LR n.47/94 disciplina della valutazione impatto ambientale e norme per la tutela dell’ambiente”*.

La **L.R. 47/98** *“Disciplina della Valutazione di impatto ambientale e norme per la Tutela dell’Ambiente”*, in coerenza con la normativa nazionale e comunitaria, abroga le precedenti disposizioni normative inserendo tutti gli impianti eolici nell’allegato B *“Elenco delle tipologie progettuali sottoposte alla fase di verifica o sottoposte alla fase di valutazione qualora ricadenti, anche parzialmente, in aree naturali protette”*.

Il **DGR 2920/2004** del 13 dicembre, in sostituzione del DGR 1138/2002 del 24 giugno, al fine di regolamentare la realizzazione degli impianti eolici, stabilisce:

- la documentazione da produrre per l’esame dei progetti ai sensi della LR 47/98;
- gli elementi di incompatibilità per gli impianti eolici;
- fasi di progettazione, esercizio e dismissione di un impianto eolico (criteri minimi da osservare).

Nella normativa a seguire sono date disposizioni per la procedura di VIA; nel dettaglio:

- la LR 9/2007 *“Disposizioni in materia di energia”* che apporta modifiche alla LR 47/98 con attivazione della procedura di screening per gli impianti eolici di potenza superiore a 100kW se esterni alle aree naturali protette (all’interno di queste ultime la potenza complessiva deve essere inferiore a 50kW);
- la LR 31/2008 *“Disposizioni per la formazione del Bilancio di Previsione annuale e pluriennale della Regione Basilicata - Legge Finanziaria 2009”* che prevede di sottoporre a procedura di screening gli impianti eolici con potenza superiore a 1 MW (art. 10 comma 7);
- la LR 27/2009 *“Assestamento del Bilancio di Previsione per l’Esercizio Finanziario 2009 e del Bilancio Pluriennale per il triennio 2009/2011”* che prevede di sottoporre a DIA (di cui agli art. 22 e 23 del T.U. delle disposizioni legislative e regolamentari in materia di edilizia DPR n. 380/2001 e ss.mm.ii.) gli impianti eolici con potenza inferiore a 1MW e numero massimo di 5 turbine;
- la LR 1/2010 e ss.mm.ii. *“Norme in materia di energia e piano di indirizzo energetico ambientale regionale D.Lgs. 152/2006 LR 9/2007”* che ha approvato il PIEAR, in modifica e integrazione della LR 47/98, prevedendo l’attivazione della procedura di VIA per:
 - Impianti a biomassa con potenza complessiva superiore a 1 MWe;
 - Impianti eolici con potenza superiore a 1 MW;

- impianti per la produzione di energia solare con potenza superiore a 1MW, esclusi quelli relativi a dispositivi di sicurezza, dispositivi di illuminazione o che risultano parzialmente o totalmente integrati in edifici residenziali ai sensi del DMSE 19 febbraio 2007;
- impianti idroelettrici con potenza superiore a 1 MW.

Nell'allegato A il PIEAR definisce i "principi generali per la progettazione, la realizzazione, l'esercizio e la dismissione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili".

La LR 1/2010 introduce anche il comma 3-bis all'art. 7 della LR 47/98 secondo cui "per le opere sottoposte alla procedura di V.I.A. e contemporaneamente assoggettate ad autorizzazione unica di cui all'articolo 12 comma 3 del D.Lgs. 387/2003, il provvedimento definitivo, di cui al precedente comma 3, è compreso nel provvedimento di autorizzazione unica di cui all'articolo 12, comma 3, del D. Lgs. 387/2003".

Tale comma 3-bis all'art. 7 della LR 47/98 viene abrogato dalla **LR 7/2014 "Collegato alla legge di bilancio 2014-2016"** la quale, all'art. 16 della LR 47/98 aggiunge quanto segue: "In attuazione dei principi di azione preventiva e di tutela in materia ambientale e paesaggistica, il Ministero per i beni e le attività culturali partecipa al Comitato Tecnico Regionale per l'Ambiente nell'ambito dell'istruttoria di valutazione di impatto ambientale degli impianti eolici, anche qualora l'impianto non ricada in area sottoposta a tutela ai sensi del citato Decreto Legislativo 22 gennaio 2004, n. 42 e nei casi in cui la Soprintendenza verifichi che l'impianto alimentato da fonte rinnovabile ricade in aree interessate da procedimenti di tutela ovvero da procedure di accertamento della sussistenza di beni archeologici in itinere alla data di presentazione dell'istanza di autorizzazione unica di cui all'art.12 del D.Lgs. n. 387/2003".

Nella redazione del presente documento, in materia di tutela ambientale, sono state prese in considerazione anche le seguenti normative:

- R.D. 30 dicembre 1923, n. 3267 "Riordinamento e riforma della legislazione in materia di boschi e di terreni montani";
- Direttiva europea n. 92/43/CEE del Consiglio del 21 maggio 1992 (Direttiva Habitat) "Conservazione degli habitat naturali e seminaturali e della flora e della fauna selvatica" e suo recepimento con D.P.R. 357/97;
- Direttiva europea n. 79/409/CEE del Consiglio del 2 aprile 1979, modificata dalla Direttiva n. 2009/147/CEE (Direttiva Uccelli) concernente la conservazione degli uccelli selvatici, nei parchi nazionali e regionali, nelle aree vincolate ai sensi dei Piani Stralcio di Bacino redatti ai sensi del D.Lgs. n. 152/2006;

- D.Lgs. 42/2004 "Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della legge 6 luglio 2002, n. 137";
- DPCM 12 dicembre 2005 "Individuazione della documentazione necessaria alla verifica della compatibilità paesaggistica degli interventi proposti, ai sensi dell'articolo 146, comma 3, del Codice dei beni culturali e del paesaggio di cui al D.Lgs. 42/2004."
- L.R. 54/2015 con la quale, fatte salve le disposizioni della legge regionale 19 gennaio 2010, n.1 "Norme in materia di energia e Piano di Indirizzo Energetico Ambientale Regionale. D. Lgs. n. 152 del 3 aprile 2006. L.R. n. 9/2007", la Regione Basilicata recepisce i criteri per il corretto inserimento nel paesaggio e sul territorio degli impianti da fonti di energia rinnovabili ai sensi del D.M. 10 settembre 2010.

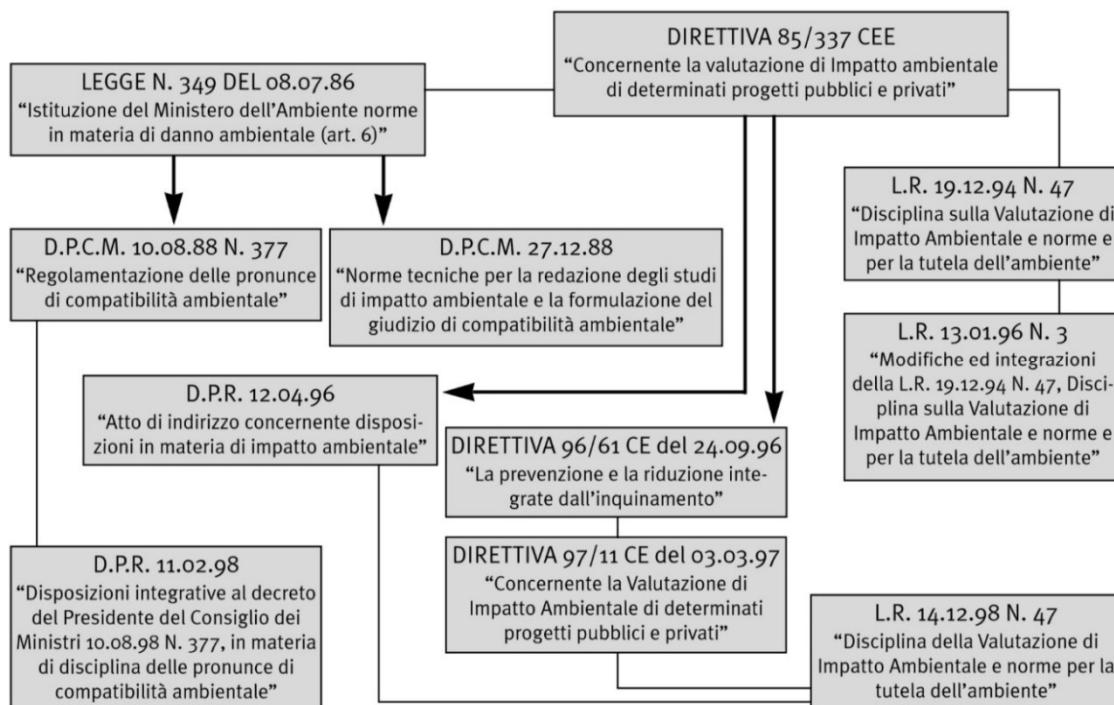


Figura 1. Valutazione di Impatto Ambientale dalla Normativa Europea a quella Regionale²

1.3 STRUTTURA DEL SIA

Lo studio di impatto ambientale, secondo le indicazioni di cui all'*art. 22 All. VII Parte II D.Lgs. 152/06 e ss.mm.ii.*, si articola in 3 macro-sezioni:

² LINEE GUIDA PER LA VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE a cura del Dipartimento Ambiente e Territorio della Regione Basilicata

- **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGRAMMATICO** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 3 DPCM 1988*): in cui si definisce il quadro di riferimento normativo e programmatico in cui si inserisce l'opera, con il dettaglio sulla conformità del progetto alle norme in materia energetica e ambientale e agli strumenti di programmazione e di pianificazione paesaggistica e urbanistica vigenti, nonché agli obiettivi che in essi sono individuati verificando la compatibilità dell'intervento con le prescrizioni di legge;
- **QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 4 DPCM 1988*): vengono motivate la scelta della tipologia d'intervento e del sito di installazione, viene descritto l'impianto eolico in tutte le sue componenti, riportando una sintesi degli studi progettuali, le caratteristiche fisiche e tecniche degli interventi e la descrizione della fase di realizzazione e di esercizio dell'impianto;
- **QUADRO DI RIFERIMENTO AMBIENTALE** (secondo le indicazioni di cui all'*art. 5 DPCM 1988*): in cui si individuano e valutano i possibili impatti, sia negativi che positivi, derivanti dalla realizzazione dell'opera in relazione ai diversi fattori ambientali, con diverso grado di approfondimento in funzione delle caratteristiche del progetto, della specificità del sito e della rilevanza, della probabilità, della durata e della reversibilità dell'impatto.

A corredo delle tre macro-sezioni vengono presentati i capitoli:

- le **PRINCIPALI LINEE DI IMPATTO E MISURE DI MITIGAZIONE** in cui sono riportati sinteticamente tutti gli impatti imputabili alla realizzazione dell'intero progetto (impianto eolico ed opere elettriche) e le misure di mitigazione previste per l'attenuazione di quelli negativi.
- **LE RICADUTE ECONOMICHE E SOCIALI SUL TERRITORIO** in cui vengono mostrati i benefici, soprattutto di carattere economico, che la realizzazione favorisce sul territorio.

Il presente studio, infine, è integrato e completato da una serie di allegati e relazioni che entrano nello specifico di alcuni argomenti e li approfondiscono; ad essi si farà riferimento per una lettura esaustiva.

Gli elaborati grafici allegati al SIA costituiscono parte integrante del presente studio; nel dettaglio:

- A.17.VIA.1. PPR
- A.17.VIA.2. Inquadramento vincoli area vasta;
- A.17.VIA.3. Carta delle aree boscate e del vincolo idrogeologico;
- A.17.VIA.4. Aree percorse dal fuoco;
- A.17.VIA.5. EUAP - IBA - Rete Natura 2000;

- A.17.VIA.6.A. Individuazione fabbricati nei pressi del parco eolico;
- A.17.VIA.6.C. Planimetria con indicazione distanze da strade;
- A.17.VIA.7. Carta dell'uso del suolo;
- A.17.VIA.8. Capacità uso del suolo;
- A.17.VIA.10. Carta pedologica e carte derivate;
- A.17.VIA.11. Carta delle altimetrie;
- A.17.VIA.12. Carta delle pendenze;
- A.17.VIA.13. Carta degli habitat;
- A.17.VIA.14. Carta dei tipi di paesaggio e degli indici complessivi di valutazione;
- A.17.VIA.15.A. Aree contermini impatti cumulativi;
- A.17.VIA.15.B. Mappa complessiva dei punti di osservazione e dei siti di interesse storico-culturale;
- A.17.VIA.15.C. Mappe di intervisibilità;
- A.17.VIA.15.D. Schede fotoinserimenti;
- A.17.VIA.15.E. Sezioni di vista.

Il presente SIA costituisce l'elaborato A.17.VIA.c secondo le indicazioni fornite dal PIEAR *“Impianti di grande generazione - Progetto definitivo dell'impianto, delle opere connesse e delle infrastrutture indispensabili”*.

Accanto al SIA, agli elaborati grafici e alle Relazioni specialistiche, è prevista l'elaborazione di una *Sintesi non Tecnica* (“A.17.VIA.a”) che riassume in sé tutti i contenuti di modo da offrire una descrizione semplice di carattere divulgativo delle caratteristiche del progetto, al fine di consentirne un'agevole comprensione da parte del pubblico.

2. DATI GENERALI INDICATIVI DELLA SOCIETA' PROPONENTE

La Ripawind SRL è una società privata dedicata allo sviluppo, realizzazione e gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile. In particolare, la committenza si interessa dello sviluppo e della costruzione di impianti eolici.

I dati identificativi della società proponente il progetto sono:

- sede legale dell'azienda: Via della Tecnica 18, 85100 Potenza (PZ);
- P. IVA: 01960620761;
- Legali Rappresentanti della società:
 - Donato Macchia, nato a Filiano (PZ), il 12/06/1962;
- Referenti per il presente progetto:

- Dott. Gerardo Pomponio;
- Ing. Vincenza Rabasco.

3. DATI GENERALI DEL PROGETTO

3.1 INQUADRAMENTO TERRITORIALE

Il progetto prevede l'installazione di 9 aerogeneratori di potenza unitaria pari a circa 6 MW, nei comuni di Atella, Avigliano, Filiano Potenza e San Fele (PZ) in località "Agrifoglio". La potenza complessiva di impianto è pari a circa 54.6 MW integrato ad un sistema di accumulo da 30 MW, da collegarsi mediante elettrodotto interrato in media tensione ad una stazione di smistamento di utenza RTN 150 KV di futura installazione all'interno del territorio comunale di Potenza.

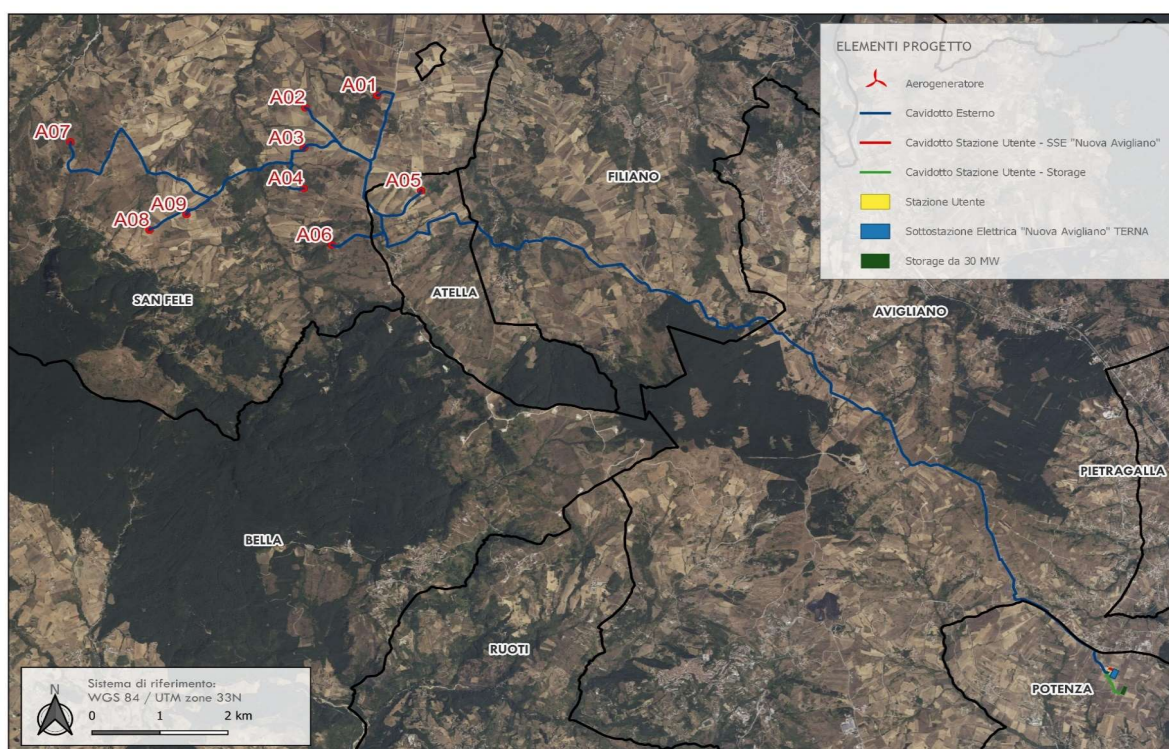


Figura 2. Localizzazione su ortofoto del parco eolico da 54.6 MW da realizzarsi in agro dei comuni Atella, Avigliano, Filiano, Potenza e San Fele (PZ), località "Agrifoglio" - Regione Basilicata.

L'area su cui è prevista l'installazione dell'impianto eolico ricade in aree agricole distanti dagli ambiti urbani. Per quanto riguarda l'esatta ubicazione delle macchine, le coordinate geografiche di ciascun aerogeneratore sono riportate nella seguente tabella nel sistema di coordinate UTM WGS84.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]
A01	555903,36	4518442,70
A02	554842,67	4518242,14
A03	554825,04	4517587,28
A04	554817,67	4516929,58
A05	556546,30	4516892,90
A06	555236,09	4516011,33
A07	551387,25	4517683,66
A08	552549,22	4516254,31
A09	553094,50	4516507,84

Tabella 1. Coordinate dell'impianto da progetto nel sistema di riferimento UTM WGS84

L'accesso all'area del parco eolico di progetto è assicurato da diverse strade, tra cui:

- S.P. 219
- S.P. 401.

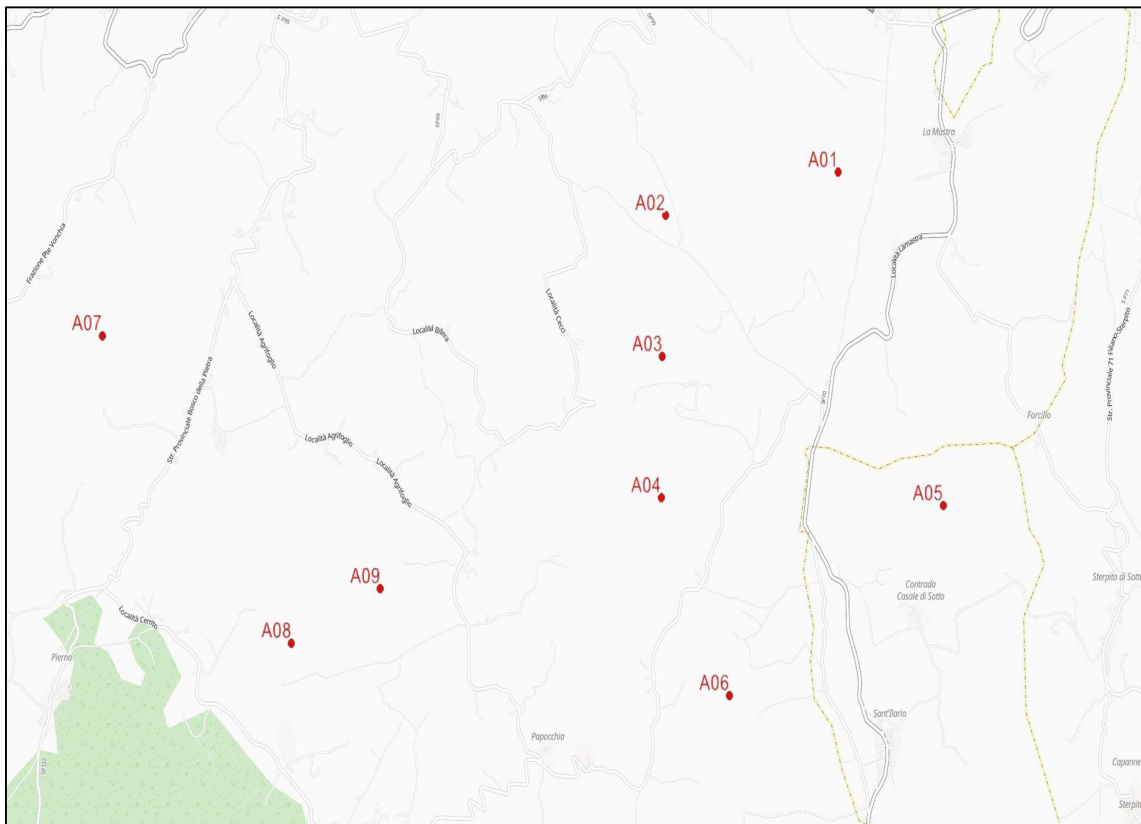


Figura 3. Inquadramento generale dell'area di realizzazione dell'impianto eolico da 54.6 MW su Cartografia Michelin.

I siti oggetto d'intervento (per aerogeneratori, cavidotto e sottostazione elettrica), nella Carta Tecnica Regionale (CTR) della regione Basilicata risultano compresi nei fogli 451-160,

452-130, 469-040, 470-10, 470-20, 470-60 (quadro d'unione 10'000). Ulteriori informazioni, per quanto riguarda gli aerogeneratori, sono riportate nella seguente tabella.

	Comune	Foglio	Particella	H slm (m)
A01	San Fele	36	145	695,40
A02	San Fele	36	170	622,50
A03	San Fele	45	181	643,10
A04	San Fele	45	783	675,70
A05	Atella	57	240	691,10
A06	San Fele	61	142	796,50
A07	San Fele	44	161	723,00
A08	San Fele	45	221	827,20
A09	San Fele	60	160	770,50

Tabella 2. Ubicazione catastale degli aerogeneratori

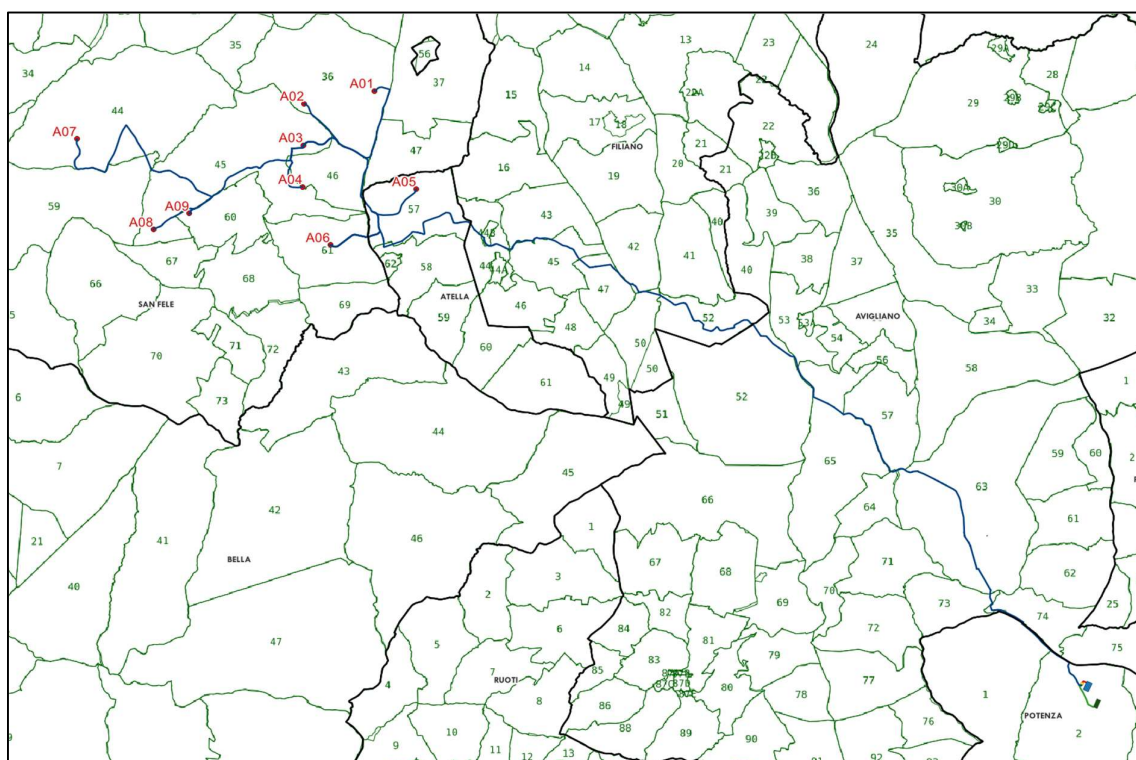


Figura 4. Inquadramento degli aerogeneratori di progetto su base catastale (Fonte: WMS AdE) - per un maggiore dettaglio consultare gli elaborati A.16.a.18

3.2 DESCRIZIONE SINTETICA DEL PROGETTO

L'impianto da realizzare in agro nei comuni di Atella, Avigliano, Filiano, Potenza e San Fele (PZ), su proposta della società Ripawind S.r.l., prevede la realizzazione di un parco eolico che sfrutti l'energia del vento per la produzione di energia elettrica, composto da 9 aerogeneratori completi delle relative torri di sostegno comprensive di cabine di trasformazione, di cui 6 di potenza nominale unitaria pari a circa 6 MW e 3 di potenza nominale unitaria pari a circa 6.2 MW, per una potenza complessiva di impianto pari a circa 54.6 MW.

Gli interventi necessari prevedono la realizzazione di:

- 9 fondazioni;
- 9 piazzole provvisorie/definitive;
- Nuova viabilità per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- Adeguamenti della viabilità esistente per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- 1 area di cantiere;
- un elettrodotto interrato costituito da dorsali a 30 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV);
- una sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV) completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
- un'area di storage per una potenza totale di 30 MW;
- un elettrodotto in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN, denominata "Avigliano", da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Avigliano-Potenza" e "Avigliano-Avigliano C.S.", previa realizzazione di due nuovi elettrodotti della RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE suddetta e la SE di Vaglio e un nuovo elettrodotto a 150 kV della RTN di collegamento tra le SE di Vaglio, Oppido e Genzano.

Nel complesso, il progetto prevede l'utilizzo di aerogeneratori della più moderna tecnologia e di elevata potenza nominale unitaria, in modo da consentire la massimizzazione della potenza dell'impianto e dell'energia producibile, con la conseguente riduzione del numero di turbine necessarie. Tutto ciò permette di minimizzare l'impatto a parità di potenza installata.

Inoltre, è possibile differenziare le diverse opere ed infrastrutture in:

- Opere civili: plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento e adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati

per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della cabina di raccolta dell'energia elettrica prodotta e della sottostazione di trasformazione.

- Opere impiantistiche: installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori la cabina e la stazione di trasformazione.

4. QUADRO DI RIFERIMENTO PROGETTUALE

Secondo quanto riportato dall'art. 4 del DPCM 1988, il quadro di riferimento progettuale "descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento nel territorio, inteso come sito e come area vasta interessati.

Esso consta di due distinte parti, la prima esplicita le motivazioni assunte dal proponente nella definizione del progetto; la seconda concorre al giudizio di compatibilità ambientale e descrive le motivazioni tecniche delle scelte progettuali, nonché misure, provvedimenti ed interventi, anche non strettamente riferibili al progetto, che il proponente ritiene opportuno adottare ai fini del migliore inserimento dell'opera nell'ambiente, fermo restando che il giudizio di compatibilità ambientale non ha ad oggetto la conformità dell'opera agli strumenti di pianificazione, ai vincoli, alle servitù ed alla normativa tecnica che ne regola la realizzazione.

- Il quadro di riferimento progettuale precisa le caratteristiche dell'opera progettata, con particolare riferimento a:
 - La natura dei beni e/o servizi offerti;
 - Il grado di copertura della domanda ed i suoi livelli di soddisfacimento in funzione delle diverse ipotesi progettuali esaminate, ciò anche con riferimento all'ipotesi di assenza dell'intervento;
 - La prevedibile evoluzione qualitativa e quantitativa del rapporto domanda-offerta riferita alla presumibile vita tecnica ed economica dell'intervento;
 - L'articolazione delle attività necessarie alla realizzazione dell'opera in fase di cantiere e di quelle che ne caratterizzano l'esercizio;
 - I criteri che hanno guidato le scelte del progettista in relazione alle previsioni delle trasformazioni territoriali di breve e lungo periodo conseguenti alla localizzazione dell'intervento, delle infrastrutture di servizio e dell'eventuale indotto.

Per le opere pubbliche o a rilevanza pubblica si illustrano i risultati dell'analisi economica di costi e benefici, ove già richiesta dalla normativa vigente, e si evidenziano in particolare

i seguenti elementi considerati, i valori unitari assunti dall'analisi, il tasso di redditività interna dell'investimento.

Nel quadro progettuale si descrivono inoltre:

- a. le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione e di esercizio;
- b. l'insieme dei condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tener conto nella redazione del progetto e in particolare:
 - 1) le norme tecniche che regolano la realizzazione dell'opera;
 - 2) le norme e prescrizioni di strumenti urbanistici, piani paesistici e territoriali e piani di settore;
 - 3) i vincoli paesaggistici, naturalistici, archi tettonici, archeologici, storico-culturali, demaniali ed idrogeologici, servitù ed altre limitazioni alla proprietà;
 - 4) i condizionamenti indotti dalla natura e vocazione dei luoghi e da particolari esigenze di tutela ambientale;
- c. le motivazioni tecniche della scelta progettuale e delle principali alternative prese in esame, opportunamente descritte, con particolare riferimento a:
 - 1) le scelte di processo per gli impianti industriali, per la produzione di energia elettrica e per lo smaltimento di rifiuti;
 - 2) le condizioni di utilizzazione di risorse naturali e di materie prime direttamente ed indirettamente utilizzate o interessate nelle diverse fasi di realizzazione del progetto e di esercizio dell'opera;
 - 3) le quantità e le caratteristiche degli scarichi idrici, dei rifiuti, delle emissioni nell'atmosfera, con riferimento alle diverse fasi di attuazione del progetto e di esercizio dell'opera;
 - 4) le necessità progettuali di livello esecutivo e le esigenze gestionali imposte o da ritenersi necessarie a seguito dell'analisi ambientale;
- d. le eventuali misure non strettamente riferibili al progetto o provvedimenti di carattere gestionale che si ritiene opportuno adottare per contenere gli impatti sia nel corso della fase di costruzione, che di esercizio;
- e. gli interventi di ottimizzazione dell'inserimento nel territorio e nell'ambiente;
- f. gli interventi tesi a riequilibrare eventuali scompensi indotti sull'ambiente.

Per gli impianti industriali sottoposti alla procedura di cui al D.P.R. 17 maggio 1988, n. 175, gli elementi richiesti ai commi precedenti che siano compresi nel rapporto di

sicurezza di cui all'art. 5 del citato decreto possono essere sostituiti dalla presentazione di copia del rapporto medesimo.”

4.1 MOTIVAZIONI ASSUNTE NELLA DEFINIZIONE DEL PROGETTO

L'opera ha una sua giustificazione intrinseca per il fatto di promuovere e realizzare la produzione energetica da fonte rinnovabile, e quindi con il notevole vantaggio di non provocare emissioni (liquide o gassose) dannose per l'uomo e per l'ambiente.

Le turbine eoliche operano attuando un processo che converte in energia elettrica l'energia cinetica del vento: non essendo necessario alcun tipo di combustibile tale processo di generazione non provoca emissioni dannose per l'uomo o l'ambiente. Il rispetto per la natura e l'assenza totale di scorie o emissioni fanno, pertanto, dell'energia eolica la massima risposta al problema energetico in termini di tutela ambientale.

Inoltre, ai sensi della Legge n. 10 del 9 gennaio 1991, indicante “Norme in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia” e con particolare riferimento all' *Art. 1 comma 4*, l'utilizzazione delle fonti rinnovabili è considerata di pubblico interesse e di pubblica utilità e le opere relative sono equiparate alle opere dichiarate indifferibili ed urgenti ai fini dell'applicazione delle leggi sulle opere pubbliche. L'opera in oggetto si inserisce nel contesto nazionale ed internazionale come uno dei mezzi per contribuire a ridurre le emissioni atmosferiche nocive come previsto dal protocollo di Kyoto del 1997 che anche l'Italia, come tutti i paesi della Comunità Europea, ha ratificato negli anni passati. Inoltre, sulla base degli studi anemologici realizzati, la produzione di questo impianto sarebbe sufficiente a coprire il fabbisogno di buona parte dei consumi domestici di energia elettrica del territorio interessato.

Il fruitore dell'opera è principalmente la Regione Basilicata e le comunità dei comuni di Atella, Avigliano, Filiano e San Fele per i motivi che seguono:

- ritorno di immagine per il fatto di produrre energia pulita ed autosostentamento energetico basato per gran parte su fonti rinnovabili;
- presenza sul proprio territorio di un impianto eolico, che sarà oggetto della visita di turisti e visitatori interessati (scuole, università, centri di ricerca, ecc.);
- incremento dell'occupazione locale in fase di realizzazione ed esercizio dell'impianto dovuto alla necessità di effettuare con aziende e ditte locali alcune opere necessarie per l'impianto (miglioramento delle strade di accesso, opere civili, fondazioni, rete elettrica);

- sistemazione e valorizzazione dell'area attualmente utilizzata a soli fini agricoli, ricadute occupazionale per interventi di manutenzione dell'impianto.

4.1.1 Natura dei beni e/o Servizi offerti

Appurata l'adesione alle norme vigenti in materia di tutela paesaggistica e ambientale, la proposta progettuale va ad indagare e ad approfondire i seguenti aspetti:

- Scelta del sito raffrontando la soluzione prescelta con le alternative;
- Caratteristiche orografiche e geomorfologiche del sito, con particolare riguardo ai sistemi che compongono il paesaggio (acqua, vegetazione, uso del suolo, viabilità carrabile e percorsi pedonali, conformazione del terreno, colori),
- Disposizione degli aerogeneratori sul territorio, lo studio della loro percezione e dell'impatto visivo rispetto a punti di vista prioritari (insediamenti concentrati o isolati), a visioni in movimento (strade), con particolare riferimento alla geometria e distanza, al loro numero e disposizione;
- Caratteri delle strutture, le torri, con indicazioni riguardanti materiali, colori, forma, ecc. e con particolare attenzione alla manutenzione, durabilità e l'occupazione del suolo;
- Qualità del paesaggio, nel dettaglio i caratteri del territorio e le trasformazioni proposte (interventi di rimodellazione dei terreni, di ingegneria naturalistica, di inserimento delle nuove strade, strutture secondarie, ecc.), la gestione delle aree e degli impianti, i collegamenti tra le strutture;
- Forme e sistemi di valorizzazione e fruizione pubblica delle aree e dei beni paesaggistici (accessibilità, percorsi e aree di fruizione, servizi, ecc.);
- Indicazioni per l'uso di materiali nella realizzazione dei diversi interventi previsti dal progetto (percorsi e aree fruibili, strutture), degli impianti arborei e vegetazionali (con indicazione delle specie autoctone previste), eventuali illuminazioni delle aree e delle strutture per la loro valorizzazione nel paesaggio.

Con riferimento agli obiettivi e ai criteri di valutazione suddetti si richiamano alcuni criteri di base utilizzati nella scelta delle diverse soluzioni individuate, al fine di migliorare l'inserimento dell'infrastruttura nel territorio senza tuttavia trascurare i criteri di rendimento energetico determinati dalle migliori condizioni anemometriche:

- rispetto dell'orografia del terreno (limitazione delle opere di scavo/riporto);
- massimo riutilizzo della viabilità esistente; realizzazione della nuova viabilità rispettando l'orografia del terreno e secondo la tipologia esistente in zona o attraverso modalità di realizzazione che tengono conto delle caratteristiche percettive generali del sito;

- impiego di materiali che favoriscano l'integrazione con il paesaggio dell'area per tutti gli interventi che riguardino manufatti (strade, cabine, muri di contenimento, ecc.) e sistemi vegetazionali;
- attenzione alle condizioni determinate dai cantieri e ripristino della situazione "ante operam" con particolare riguardo alla reversibilità e rinaturalizzazione o rimboschimento delle aree occupate temporaneamente da camion e autogrù nella fase di montaggio degli aerogeneratori;
- analisi teoriche della distribuzione dei campi elettrici e magnetici e i livelli di rumore prodotti, anche nelle peggiori condizioni ambientali.

A tutti i punti esposti vanno aggiunte alcune considerazioni di carattere generale legate alla natura stessa del fenomeno ventoso e alla conseguente caratterizzazione dei siti idonei per lo sfruttamento di energia eolica. È possibile allora strutturare un impianto eolico riappropriandosi di un concetto più vasto di energia associata al vento, utilizzando le tracce topografiche, gli antichi percorsi, esaltando gli elementi paesaggistici, facendo emergere le caratteristiche percettive (visive e sonore) prodotte dagli stessi aerogeneratori. L'asse tecnologico e infrastrutturale dell'impianto eolico, ubicato nei punti con migliori condizioni anemometriche e geotecniche, incrociandosi con le altre trame, diventa occasione per far emergere e sottolineare le caratteristiche peculiari di un sito.

4.2 MOTIVAZIONI TECNICHE DELLE SCELTE PROGETTUALI

La scelta dell'area in cui collocare l'impianto è stata effettuata a valle di alcuni aspetti imprescindibili citati nel precedente paragrafo, quali:

- Caratteristiche orografiche/ geomorfologiche dell'area;
- Caratteristiche anemologiche dell'area;
- Scelta delle Strutture (materiali e colori);
- Viabilità esistente;
- Impatto paesaggistico.

Nel pieno rispetto del PIEAR in quanto ai requisiti di sicurezza minimi (*"Requisiti di sicurezza imposti dal PIEAR" - Quadro di Riferimento Ambientale*) il layout definitivo non può prescindere da una verifica in situ grazie alla quale i punti interessati dalla futura installazione degli aerogeneratori vengano reputati idonei in quanto ad accessibilità e fattibilità dei lavori.

A valle di tali accorgimenti, si è progettato, nei comuni di Atella, Avigliano, Filiano, Potenza e San Fele (PZ), un impianto costituito da:

- 9 fondazioni;
- 9 piazzole provvisorie/definitive;
- Nuova viabilità per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- Adeguamenti della viabilità esistente per favorire il trasporto dei componenti eolici;
- 1 area di cantiere;
- un elettrodotto interrato costituito da dorsali a 30 kV di collegamento tra gli aerogeneratori e la sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV);
- una sottostazione elettrica MT/AT (30/150 kV) completa di relative apparecchiature ausiliarie (quadri, sistemi di controllo e protezione, trasformatore ausiliario);
- un'area di storage per una potenza totale di 30 MW;
- un elettrodotto in antenna a 150 kV su una nuova Stazione Elettrica (SE) della RTN, denominata "Avigliano", da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Avigliano-Potenza" e "Avigliano-Avigliano C.S.", previa realizzazione di due nuovi elettrodotti della RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE suddetta e la SE di Vaglio e un nuovo elettrodotto a 150 kV della RTN di collegamento tra le SE di Vaglio, Oppido e Genzano.

Inoltre, è possibile differenziare le diverse opere ed infrastrutture in:

- Opere civili: plinti di fondazione delle macchine eoliche; realizzazione delle piazzole degli aerogeneratori, ampliamento e adeguamento della rete viaria esistente e realizzazione della viabilità interna all'impianto; realizzazione dei cavidotti interrati per la posa dei cavi elettrici; realizzazione della cabina di raccolta dell'energia elettrica prodotta e della sottostazione di trasformazione.
- Opere impiantistiche: installazione degli aerogeneratori con relative apparecchiature di elevazione/trasformazione dell'energia prodotta; esecuzione dei collegamenti elettrici, tramite cavidotti interrati, tra gli aerogeneratori la cabina e la stazione di trasformazione.

SCHEDA RIASSUNTIVA DATI PROGETTUALI	
OGGETTO	Realizzazione di un parco eolico con n. 9 aerogeneratori di potenza unitaria di 6 MW per la V150 e potenza unitaria di 6.2 MW per la V162
COMMITTENTE	Ripawind S.R.L.
LOCALIZZAZIONE AEROGENERATORI	Comuni di Atella/Avigliano/Filiano/Potenza/San Fele (PZ)
LOCALIZZAZIONE OPERE CONNESSIONE UTENTE	Potenza (PZ)
N° AEROGENERATORI	9
MODELLO AEROGENERATORE	Vestas V150- Vestas V162

POTENZA SINGOLA	6 MW per V150 - 6.2 MW per V162
POTENZA COMPLESSIVA	54.6 MW
H AEROGENERATORI	180 m - 200 m
COLLEGAMENTO ALLA RETE	Cavidotto MT da 30 kV, sottostazione elettrica di trasformazione 30/150 kV da ubicare nel Comune di Potenza (PZ)
PRODUZIONE ANNUA ENERGIA STIMATA NETTA	152.066 MWh/anno
NUMERO DI ORE EQUIVALENTI	2784 h/anno

Tabella 3. Sintesi dati progettuali

4.2.1 AEROGENERATORI

L'aerogeneratore ad asse orizzontale (*HAWT - Horizontal Axis Wind Turbines*) è la soluzione tecnologica attualmente più diffusa nella costruzione di impianti di energia da fonte eolica; esso si compone di una torre tubolare alta e snella in acciaio in cima alla quale viene posizionato il rotore tripala con navicella responsabile della captazione del vento e quindi della produzione di energia elettrica. L'energia elettrica si ottiene per trasformazione dell'energia meccanica ottenuta a sua volta dall'energia eolica.

Il vento colpendo in direzione ortogonale il rotore avvia il movimento delle pale ma solo se supera un valore minimo di soglia chiamato di *cut-in* (3 m/s); ovviamente ad esso per contrapposizione corrisponde un valore di velocità definito di *cut-out* (25 m/s) raggiunto il quale la turbina, a vantaggio di sicurezza, va ad arrestarsi.

Avviato il movimento delle pale l'energia cinetica del vento viene trasformata in energia meccanica grazie a componenti elettromeccanici collocati all'interno della navicella: il rotore collegato all'albero di trasmissione lo fa girare e grazie alla presenza di un generatore elettrico trasforma l'energia rotazionale dell'albero di trasmissione in energia elettrica.

L'aerogeneratore è dotato anche di un sistema di orientamento, di un sistema di arresto e di un sistema di controllo.

La società proponente, per il raggiungimento della potenza complessiva, ha ricorso al modello Vestas V150 e al modello Vestas V162 entrambi da 6 MW prodotto dalla Vestas. Segue la descrizione dettagliata di ciascuna componente.

4.2.1.1 Torre

La torre è composta di acciaio ed è di forma tubolare troncoconica, zincata e verniciata. La scelta del colore della vernice è vincolata all'impatto paesaggistico, si opta per tonalità in grado di avere un inserimento "morbido" della turbina nel paesaggio, per cui in questo caso per il modello V150 della Vestas le colorazioni adottate sono illustrate in Tabella 4.

	External:	Internal:
Standard Tower Colour	RAL 7035 (light grey)	RAL 9001 (cream white)

Tabella 4. Colorazioni esterna e interna rispettivamente per le turbine V150 e V162 della Vestas.

La torre, alta 105 m per la V150 e 119 m per la V162, funge da accesso alla turbina mediante apposita porta situata nella parte inferiore; alla base della torre sono presenti sistemi di illuminazione ausiliari, elementi dei cavi elettrici e una scala con sistemi di sicurezza anti caduta funzionale all'accesso alla navicella; nel caso è presente anche un ascensore montacarichi.

Oltre alla funzione di accesso, la torre sostiene la navicella (posta sulla sua sommità) nella quale sono ubicati tutti gli elementi che consentono la trasformazione dell'energia cinetica del vento in energia meccanica e in seguito in energia elettrica.

4.2.1.2 Navicella

Alla navicella si ha accesso attraverso un foro che funge da collegamento con la torre. Nella navicella sono situati tutti gli elementi elettromeccanici per la produzione di energia elettrica, qui vi è ubicato il trasformatore che possiede una potenza in ingresso di 800 V e restituisce in uscita una tensione variabile tra 19 e 36 kV.

La navicella è completamente chiusa così da proteggere gli elementi ivi presenti dalle intemperie delle condizioni meteorologiche che potrebbero accelerarne l'usura; il telaio di copertura è composto da fibra in vetro e poggia su una banda in gomma a sua volta posta sul sistema di imbardata funzionale all'orientamento della navicella.

Sulla parte superiore è presente una botola che favorisce l'ingresso al di sopra della navicella ai manutentori e l'accesso alla navicella è dotato anche di un paranco di per il sollevamento delle componenti principali.

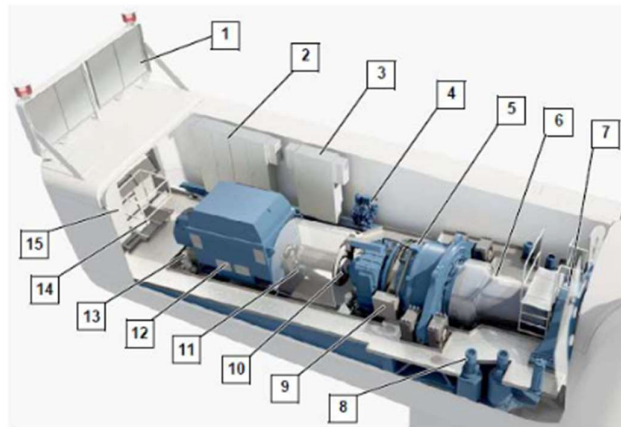


Figura 1 - Spaccato navicella tipo

- | | | |
|---------------------|--------------------|------------------------------|
| 1) Heat exchanger | 6) Rotor shaft | 11) Coupling |
| 2) Switch cabinet 2 | 7) Rotor bearing | 12) Generator |
| 3) Switch cabinet 1 | 8) Yaw drive | 13) Cooling water pump |
| 4) Hydraulic unit | 9) Gear oil cooler | 14) Hatch for on-board crane |
| 5) Gearbox | 10) Rotor brake | 15) Switch cabinet 3 |

Figura 5. Spaccato navicella tipo.

Con riferimento all'impatto percettivo che si ha della navicella essa viene realizzata in colorazioni tali da rendere morbido il suo inserimento paesaggistico; per il colore scelto per la V150 e la V162 di Vestas consultare la tabella seguente:

Colour of Vestas Nacelles	
Standard Nacelle Colour	RAL 7035 (light grey)
Standard Logo	Vestas

Tabella 5. Colorazioni esterna e interna rispettivamente per le turbine V150 e V162 della Vestas.

4.2.1.3 Rotore e Pale

Il rotore è l'elemento collegato all'albero motore principale che a sua volta è collegato al generatore mediante un sistema di trasmissione; il sistema di trasmissione collegato al generatore svolge il compito di moltiplicare il numero di giri in quanto l'aerogeneratore funziona con un basso numero di giri oscillante tra 4.9 e 12.6 rpm per la V150 e 4.3 e 12.1 per la V162.

In commercio sono disponibili diverse tipologie di turbine, tra cui quelle ad asse orizzontale o verticale con monopala, bipala, tripala, multipala. L'adozione più comune, nella realizzazione di parchi eolici, è quella della tripala poiché, anche se a efficienza minore (in accezione di captazione del vento), risulta visivamente più piacevole (favorendo

un inserimento armonico della turbina nel paesaggio) senza contare il fatto che, maggiore è il numero di pale, maggiore sarà il rumore da asse apportato.

Le pale affinché possano captare il vento devono disporsi in direzione dello stesso e opporre maggiore superficie possibile; non a caso vengono realizzate:

- Con materiali resistenti *quali fibra di vetro rinforzata con resina epossidica o fibra di carbonio*: le pale devono essere infatti resistenti ma, al tempo stesso, il più leggere possibile per minimizzare gli stress strutturali;
- Con *profilo aerodinamico*: il profilo delle pale viene realizzato in maniera del tutto simile alle ali di un aereo e grazie ad un sistema di controllo del passo a microprocessore *OptiTip* si ha l'ottimizzazione dell'angolo di pitch in base alle condizioni di vento prevalente. L'angolo di pitch può oscillare tra 0° e 90°. L'angolazione a 0° viene assunta in corrispondenza della *cut-in wind speed* (2-4 m/sec) di modo che, nell'innesco della rotazione delle pale, si opponga maggiore resistenza possibile al passaggio del vento.
- Man mano che il valore della velocità procede verso quello della *cut-out wind speed* (24.5 m/sec) l'angolazione va a raggiungere i 90°, valore che corrisponde ad una posizione di taglio e che pertanto va a costituire un sistema di frenata aerodinamica riducendo il rischio di rottura di elementi elettromeccanici e/o strutturali della turbina.

Le pale sono direttamente calettate al mozzo (hub) il quale serve a trasferire i carichi di reazione e la coppia all'asse principale. La struttura del mozzo supporta anche i cuscinetti delle pale e i cilindri costituenti il pitch system.

Segue schema riassuntivo delle caratteristiche specifiche del rotore installato sulla V150 e sulla V162 di Vestas (Tabella 6).

	Rotore V150	Rotore V162
Diametro	150 m	162 m
Area spazzata	17672 m ²	20612 m ²
Velocità, intervallo di funzionamento dinamico	4.9 -12.6 rpm	4.3 -12.1 rpm
Senso di rotazione (vista frontale)	In senso orario	In senso orario
Orientamento rotore	sopravento	sopravento
Numero di pale	3	3
Freno aerodinamico	full blade feathering with 3 pitch cylinders	full blade feathering with 3 pitch cylinders
	Pale V150	Pale V162
Lunghezza	75 m	81 m

Tipologia	Guscio strutturale alare	Guscio strutturale alare
Materiale	Resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, fibre di carbonio e Punta in metallo solido (SMT)	Resina epossidica rinforzata con fibra di vetro, fibre di carbonio e Punta in metallo solido (SMT)
Connessione delle pale	Con punte di acciaio	Con punte di acciaio
Profili alari	Con elevato sollevamento	Con elevato sollevamento

Tabella 6. Caratteristiche specifiche del rotore e delle pale ad esso connesse del modello V150 e V162 di Vestas

Proprio come avviene per la torre anche le pale, al fine di minimizzare la percezione visiva dell'aerogeneratore, vengono verniciate con determinati colori; per il modello V150 e V162 di Vestas fare riferimento alla Tabella 7.

Blade Colour	
Standard Blade Colour	RAL 7035 (light grey). All lightning receptor surfaces on the blades are unpainted, excluding the Solid Metal Tips (SMT).
Tip-End Colour Variants	RAL 2009 (traffic orange), RAL 3020 (traffic red)
Gloss	< 30% ISO 2813

Tabella 7. Colorazione scelta per le pale delle turbine V150 e V162 di Vestas

4.2.1.4 PITCH SYSTEM

Il pitch system è costituito da un cilindro idraulico montato sul mozzo e da un'asta del pistone montata ai cuscinetti delle pale.

La turbina è equipaggiata con sistema idraulico individuale per ogni lama; ciascun pitch system è collegato all'unità di trasferimento idraulico rotante.

4.2.1.5 SISTEMA DI IMBARDATA

Il sistema di imbardata è un sistema attivo che serve ad orientare la navicella (su di esso appoggiata), e di conseguenza il rotore, in direzione del vento; sistema attivo poiché dipende dal funzionamento di motori di orientamento attivati da una banderuola posta sulla copertura della navicella medesima.

4.2.1.6 SISTEMA DI ARRESTO

I sistemi di frenata di cui è dotato l'aerogeneratore sono due e sono indipendenti ma interconnessi fra loro; essi sono attivati idraulicamente e, nel dettaglio, sono:

- un sistema di frenata aerodinamico: è il sistema di regolazione delle pale che può esser utilizzato per frenare la turbina semplicemente variando l'angolazione delle pale (da

0° a 90°) rispetto al loro asse longitudinale facendo sì che il rotore esponga meno superficie al vento (già accennato nel paragrafo “Rotore e pale”);

- un sistema di frenata meccanico: il quale incorpora un freno a disco idraulico fissato all'asse ad alta velocità ed integrato con un disco di frenata e 3 ganasce idrauliche con pastiglie. La frenata avviene in maniera controllata, al fine di tutelare il sistema (carichi ridotti al minimo) prolungandone la vita, e consiste nella regolazione del passo delle pale a bassa pressione idraulica. Al contrario, in casi di emergenza, la frenata può avvenire a pressione elevata attivando le ganasce idrauliche.

Il sistema idraulico connesso al sistema di frenatura è in grado di fornire sempre il fluido in pressione, a prescindere dalla fornitura elettrica, attraverso una riserva di energia permanente di cui è dotato.

4.2.1.7 GENERATORE

Il sistema composto dalle tre pale si innesta direttamente sull'albero principale che trasmette la potenza al moltiplicatore di giri.

Il moltiplicatore di giri a sua volta trasferisce la potenza al generatore elettrico.

Il generatore è un generatore a magneti permanenti trifase collegato alla rete mediante un convertitore in scala reale. L'alloggiamento del generatore consente la circolazione di aria di raffreddamento all'interno dello statore e del rotore.

Il calore prodotto dalle perdite viene ridotto da uno scambiatore di calore aria-acqua.

4.2.1.8 CONVERTITORE

Collegato direttamente al rotore, il convertitore di frequenza è un sistema di conversione 4Q back to back con 2 VSC in un collegamento CC comune. Il convertitore di frequenza consente il funzionamento del generatore a velocità variabile e tensione, fornendo potenza a frequenza e tensione costanti al trasformatore MT.

4.2.1.9 TRASFORMATORE

L'energia generata con il generatore ad anello viene trasportata mediante un rettificatore ed un cosiddetto circuito intermedio ad un inverter. Il trasformatore, situato nella navicella, trasforma la tensione da 400/660 V in media tensione a 30 kV. Per maggiori informazioni consultare “A.15 Disciplina descrittivo impianti tecnici”.

4.2.1.10 CAVO IN ALTA TENSIONE

Il cavo ad alta velocità scorre dal trasformatore, nella navicella, lungo la torre, verso il quadro HV situato nella parte inferiore della torre. Il cavo dell'alta tensione può essere di due diverse tipologie:

- a tre fili, isolato con isolamento in gomma, senza alogeni e con un conduttore di terra diviso in tre parti;
- a quattro fili, privo di alogeni e isolato in gomma.

4.2.1.11 QUADRI DI CONTROLLO

Un quadro di comando isolato in gas è posto sul fondo della torre come parte integrante della turbina. I suoi comandi vengono integrati con il sistema di sicurezza della turbina che monitora le condizioni dei dispositivi di comando e di sicurezza oltreché i quadri ad alta tensione della turbina.

Tale sistema prende il nome di “Ready to Protect” e assicura che tutti i dispositivi di protezione siano operativi ogni volta che i componenti ad alta tensione nella turbina vengono energizzati.

Allo scopo di assicurare che il quadro sia sempre pronto ad operare lo stesso è dotato di circuiti di intervento ridondanti composti da una bobina di sgancio attiva e da una bobina di sgancio sotto tensione.

Nel caso di interruzione della rete, l'interruttore automatico disconnetterà la turbina dalla rete dopo un tempo regolabile. Al ritorno della connessione alla rete tutti i dispositivi di protezione di protezione inerenti saranno automaticamente accesi mediante UPS³; quando questi risulteranno tutti operativi, l'interruttore si richiuderà dopo un tempo regolabile. Inoltre, si può utilizzare la funzionalità di richiusura implementando un'energizzazione sequenziale delle turbine del parco eolico così da evitare che la corrente fluisca simultaneamente in tutte le turbine al ritorno della rete a seguito dell'interruzione.

Nel caso in cui l'interruzione di circuito sia scattato a causa di un rilevamento di guasto, esso sarà bloccato e riconnesso solo attraverso ripristino manuale.

Per evitare l'accesso non autorizzato nella stanza del trasformatore il sezionatore di terra dell'interruttore automatico contiene un sistema di interblocco sottochiave con la sua controparte installata sulla porta di accesso alla stanza del trasformatore.

Il quadro può essere configurato in base al numero di cavi di rete previsti da far entrare nella singola turbina. Il design viene ottimizzato in modo che i cavi della griglia possano essere collegati al quadro ancor prima che la torre venga installata e mantenga così la sua protezione dalle condizioni meteorologiche e dalla condensa interna dovute a un imballaggio a tenuta di gas.

³ Uninterruptible Power Supply (UPS): garantisce l'alimentazione elettrica per il riavvio dopo la disconnessione dalla rete

Il quadro è disponibile in una versione IEC e in una versione IEEE; le caratteristiche dipendono dalla tipologia di cabina quadro scelta.

4.2.1.12 SISTEMA DI CONTROLLO

La turbina è controllata e monitorata da un sistema di controllo che misura in modo continuo la velocità e la direzione del vento, nonché i parametri elettrici e meccanici dell'aerogeneratore. La regolazione della potenza prodotta avviene mediante variazione del passo delle pale.

Il sistema di controllo garantisce inoltre l'allineamento della gondola alla direzione prevalente della velocità del vento, variando l'angolo di rotazione della gondola sul piano orizzontale mediante opportuni motori elettrici. La fermata dell'aerogeneratore, normale o di emergenza, avviene grazie alla rotazione del passo delle pale.

Appositi serbatoi d'olio in pressione assicurano l'energia idraulica necessaria a ruotare il passo delle pale anche in condizioni di emergenza (mancanza di alimentazione elettrica).

La fermata dell'aerogeneratore per motivi di sicurezza avviene ogni volta che la velocità del vento supera i 25 m/s. A rotore fermo un ulteriore freno sull'albero principale ne consente il blocco in posizione di "parcheggio". A rotore fermo un ulteriore freno sull'albero principale ne assicura il blocco in posizione di "parcheggio".

4.2.1.13 SISTEMI DI PROTEZIONE

La turbina è dotata di alcuni sistemi di protezione che fungono da dispositivi di sicurezza e vanno ad arrestare la turbina in caso di malfunzionamento; tra questi il:

- Sistema di protezione *overspeed*: per evitare che la velocità eccessiva possa inficiare sull'incolumità strutturale della turbina; per tale motivo l'albero di trasmissione e il generatore rpm sono direttamente connessi a sensori induttivi per il successivo innescamento del freno aerodinamico;
- *Freno aerodinamico*: come già accennato in "Sistema di arresto" tale tipologia di freno interviene specie nei casi di alta velocità del vento ossia quando si è prossimi al valore di cut out wind-speed;
- Sistema di illuminazione - *Lightning Protection System (LPS)*: per la protezione della turbina da danni fisici arrecati da un eventuale fulminazione; il sistema si compone di:
 - parafulmini i quali, ad eccezione dei Solid Metal Tips (SMT), non sono mai verniciati;
 - un sistema per condurre verso il basso la corrente;
 - protezione da sovratensione o sovracorrente;
 - protezione contro campi magnetici ed elettrici;
 - sistema di messa a terra.

Oltre che al controllo globale della turbina il sistema di controllo permette il monitoraggio da remoto della stessa e l'analisi dei dati operativi tramite l'utilizzo del sistema SCADA.

4.2.1.14 STORAGE SYSTEM

Il sistema di accumulo Storage costituito dalle unità di batterie è generalmente destinato e collocato insieme agli elementi che costituiscono l'impianto eolico in prossimità della stazione elettrica di connessione alla RTN. Il sistema di stoccaggio include la parte di conversione della potenza e i controlli necessari per inviare l'energia alla rete di connessione o allo stoccaggio per l'utilizzo posticipato all'occorrenza.

4.2.1.15 AUSILIARI

Oltre alle componenti principali vi sono quelle ausiliari altrettanto fondamentali per il giusto funzionamento dell'aerogeneratore come ad esempio:

- *Dispositivo idraulico per la lubrificazione* delle parti meccaniche tra cui il moltiplicatore di giri;
- *scambiatori di calore* per il raffreddamento dell'olio e del generatore, ivi compresi pompe e ventilatori;
- *anemometri e banderuole* per il controllo della turbina (sulla sommità della navicella);
- *luci di segnalazione* per gli aerei;
- *diversi sensori* per monitorare lo stato dei vari componenti e segnalare eventuali malfunzionamenti che necessitano di operazioni di manutenzione.

4.2.2 DESCRIZIONE OPERE CIVILI

4.2.2.1 Opere di fondazione

A valle delle indagini geologiche e geotecniche, è possibile optare tra le varie tipologie di fondazione così da poter impiantare le turbine nel terreno e fare in modo che le medesime possano resistere agli sforzi di ribaltamento e di slittamento cui sono sottoposte nonché peso proprio, spinta del vento ed azioni sismiche.

Si opta solitamente per fondazioni a pianta circolare su pala (per la tipologia si rinvia ad indagini geologiche che saranno effettuate in seguito): vengono realizzati dei plinti in calcestruzzo armato di idonee dimensioni poggiati su una serie di pali; la profondità a cui installare tali pali è funzione delle caratteristiche geotecniche del sito.

Ai plinti, dotati di piastre di ancoraggio, sarà possibile ancorare direttamente il concio della fondazione in acciaio delle torri attraverso l'utilizzo dei bulloni.

Nel dettaglio, l'iter di realizzazione dei plinti di fondazione risulta essere il seguente:

- Scotico e livellamento dell'area interessata per la rimozione della copertura vegetale (spessore di 50-80 cm). Il terreno rimosso può essere utilizzato nella fase di cantiere per ripristini e rinterri;
- Scavi fino alla quota di imposta delle fondazioni (2.40 - 2.60 m al di sotto del piano campagna rispetto all'asse verticale della torre);
- Posa della base circolare ed armatura in ferro, completamente interrata sotto il terreno di riporto, lasciando sporgenti in superficie solo i "dadi" tondi di appoggio nei quali sarà inghisata la viola di fondazione;
- Posa di una serie di conduit in plastica, opportunamente sagomati e posizionati (fuoriusciranno all'interno del palo metallico successivamente posato);
- Inserimento, nei conduit plastici, dei cavi elettrici di comando e controllo di interconnessione delle apparecchiature (tra aerogeneratori e quadri elettrici di controllo/trasformatori elevatori) e per i collegamenti di messa a terra.
- Installazione di una maglia di terra in rame, o materiale equivalente buon conduttore, opportunamente dimensionata. Tale maglia sarà idonea a disperdere nel terreno e a mantenere le tensioni di "passo" e di "contatto" entro i valori prescritti dalle normative, nonché a scaricare a terra eventuali scariche elettriche dovute ad eventi meteorici (fulmini);
- Interconnessione di tutte le masse metalliche costituenti l'impianto (apparecchiature esterne e tutte le masse metalliche che costituiranno le armature
- metalliche delle fondazioni) alla maglia;
- Collegamento della rete di terra al sistema di dispersione delle scariche atmosferiche;
- Livellamento del terreno intorno alle fondazioni con materiali idonei compattati (tessuto non tessuto e misto granulometrico di idoneo spessore).

4.2.2.2 Piazzole

Terminate le fondazioni si realizzano le piazzole per l'accesso e la manutenzione periodica delle macchine. Queste possono essere provvisorie o definitive.

Le prime vengono utilizzate nella sola fase di cantiere per il montaggio della gru, a sua volta necessaria per l'installazione della turbina (che verrà assemblata pezzo per pezzo).

Tutte verranno realizzate con tracciatura, scotico, scavo e riporto, livellamento e compattazione.

Terminata la fase di cantiere, la piazzola provvisoria sarà ridimensionata per consentire l'accesso e la manutenzione degli aerogeneratori attraverso la rinaturalizzazione del terreno di modo che sia riportato, quanto più possibile, alla situazione antecedente alla fase di cantiere.

La piazzola sarà collegata con le strade locali mediante una bretella di accesso alla stessa.

4.2.2.3 Viabilità

L'accesso all'impianto è facilitato dalla sviluppata rete stradale e dalla presenza di numerose strade comunali e poderali, alcune delle quali consentono il collegamento diretto con i punti di localizzazione degli aerogeneratori.

Al fine di assicurare il passaggio di mezzi speciali utili al trasporto degli aerogeneratori si effettua una verifica della viabilità attraverso un sopralluogo e delle prove di portanza in modo da stabilirne l'idoneità; se opportuno un adeguamento (limitato solo alla fase di cantiere) si eseguiranno interventi di consolidamento e adeguamento del fondo stradale, allargamento delle curve, abbattimento temporaneo e ripristino di qualche palizzata e/o recinzione in filo spinato (laddove e se esistenti), modifica di qualche argine stradale esistente ecc...

Gli interventi temporanei di adattamento appena elencati verranno ripristinati, conclusa la fase di cantiere, come "ante-operam".

Nel complesso, dunque, si prevede di realizzare l'adeguamento di alcuni tratti assieme alla realizzazione di tratti ex-novo.

La realizzazione di nuovi tratti della viabilità prevede le fasi che seguono:

- *tracciamento stradale*: consistente nello scorticamento superficiale per uno spessore complessivo di 50 cm;
- *formazione sezione stradale*: con opere di scavo, consolidamento scarpate e rilevati a maggior pendenza;
- *formazione sottofondo stradale*: posizionamento di terreno naturale o di riporto su cui viene posta la soprastruttura costituita da:
 - struttura fondazione: primo livello della soprastruttura costituito da terreno a grana grossolana (con diametro medio 15 cm) fino ad arrivare ad uno spessore di 40-50 cm;
 - struttura di finitura: secondo livello della soprastruttura posto più in superficie ed a contatto con le ruote degli automezzi; costituito da terreno a pezzatura fine (con diametro medio di circa 3 cm) fino a raggiungere uno spessore di 10 cm.
 - I nuovi tratti di viabilità, al contrario di quelli già esistenti, non prevedono una finitura con pavimentazione stradale bituminosa ma saranno realizzati
 - con materiali drenanti.

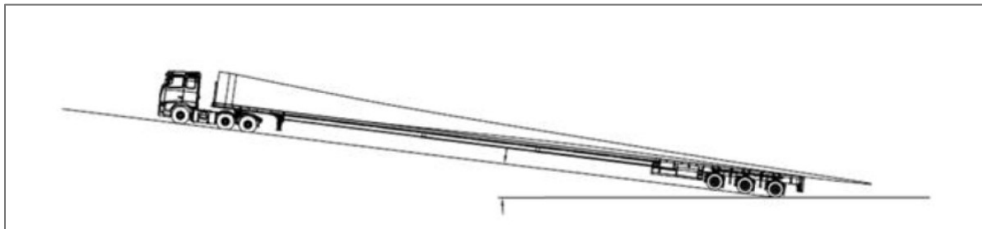
Per garantire il passaggio agevole dei mezzi di trasporto speciale le strade devono attenersi ad alcuni standard, quali:

- *larghezza* delle sezioni lineari non inferiore a 4.5 m; in realtà andrebbe utilizzato un software di simulazione del passaggio mezzi per conoscere l'esatto valore di ampiezza richiesto;
- Inclinazione o *pendenza*, diversa in base al tipo di tratto interessato; per:
 - Tratti lineari, il valore della pendenza tollerato è pari max al 10 %;
 - Tratti in curva (stretto raggio, elevato angolo), il valore non dovrebbe superare il 7%.

Bisogna considerare che nelle zone di montagna caratterizzate da elevate pendenze è facile incorrere in tratti dove la pendenza sia superiore al 15%, motivo per cui si fa ricorso alla cementazione, limitatamente alla fase di cantiere, così da evitare di ricorrere poi ad eccessive alterazioni morfologiche nel momento in cui debba esser ristabilito il tratto.

- Pendenza laterale mai maggiore del 2% (**Figura 6,b**).

(a)



(b)



Figura 6. Illustrazioni prese dal "Wind farm Roads Requirements" della Vestas, relative alla pendenza longitudinale (a) e alla pendenza laterale della carreggiata (b).

Allo scopo di agevolare lo scorrimento superficiale delle acque meteoriche è prevista la predisposizione di una tubazione dal diametro di 1200 mm laddove la strada dovesse intercettare le linee di impluvio.

Naturalmente al termine della fase di cantiere, con il ripristino dello stato dei luoghi, si prevede l'adattamento della stessa viabilità con rimozione di eventuale materiale in eccesso, sistemazione delle cunette lateralmente a ciascun tratto (in quanto utile in fase di esercizio) e lavori di ripristino dei tratti originariamente asfaltati qualora si fossero usurati durante le fasi di trasporto delle apparecchiature e dei materiali da costruzione e realizzazione delle opere.

La viabilità così realizzata, essendo permanente (nella fase di esercizio), potrà essere utilizzata anche dagli imprenditori agro-pastorali al fine di adempiere alle loro attività.

4.2.2.4 Stazione di trasformazione MT/AT

Al fine di realizzare la stazione di trasformazione elettrica MT/AT sono previste una serie di attività che vanno dalla preparazione e predisposizione dell'area alla realizzazione della recinzione e dell'illuminazione. Di seguito sono analizzate nel dettaglio.

Preparazione del terreno della stazione e recinzioni

L'area sulla quale sarà realizzata la stazione dovrà essere nel complesso pianeggiante. Sarà dunque richiesto solo un minimo intervento di regolarizzazione attraverso movimenti di terra molto contenuti per preparare l'area.

L'area sarà sottoposta ad una serie di attività quali:

- scavo e livellamento con asportazione di un idoneo spessore di materiale vegetale (variabile dai 50 agli 80 cm);
- scavi e riporti fino alla quota di imposta delle fondazioni;
- regolarizzazione e messa in piano del terreno;
- realizzazione di opportune opere di contenimento (definite solo a valle dei rilievi plano-altimetrici definitivi e della campagna di indagini sui terreni, atte a stabilirne le caratteristiche fisiche e di portanza);
- realizzazione di muri esterni di recinzione realizzati "a gradini" seguendo l'attuale andamento naturale del terreno (lo stesso terreno pre-escavato) minimizzare le opere di contenimento e le movimentazioni dei terreni fino alle quote stabilite;
- realizzazione di sistemi drenanti (con l'utilizzo di materiali idonei, pietrame di varie dimensioni e densità) per convogliare le acque meteoriche in profondità sui fianchi della sottostazione.

Strade e piazzole

Le strade interne all'area della stazione avranno larghezza non minore di 4 m e verranno asfaltate; le piazzole per l'installazione delle apparecchiature verranno ricoperte con adeguato strato di ghiaione stabilizzato (le finiture superficiali contribuiranno a ridurre i valori di tensione di contatto e di passo effettive in caso di guasto a terra sul sistema AT).

L'accesso alla stazione avrà una larghezza non inferiore ai 7 m.

Smaltimento acque meteoriche e fognarie

Al fine della raccolta delle acque meteoriche verrà realizzato un sistema di drenaggio superficiale che convoglierà la totalità delle acque accumulate e provenienti dalle strade e dai piazzali in appositi collettori (tubi, vasche di prima pioggia, pozzi perdenti, ecc.). lo smaltimento delle acque meteoriche è regolamentato dagli enti locali; quindi, a seconda delle norme in vigore, si dovrà realizzare il sistema di smaltimento più adatto, che potrà essere in semplice tubo, da collegare alla rete fognaria attraverso sifone o pozzetti ispezionabili, da un pozzo perdente, da un sistema di subirrigazione o altro.

Ingressi e recinzioni

Il collegamento dell'impianto alla viabilità ordinaria verrà assicurato dalla adiacente strada di accesso alla stazione elettrica esistente, avente caratteristiche consone a qualsiasi tipo di mezzo di trasporto su strada. Per l'accesso alla stazione, è previsto un cancello carrabile largo 7 m di tipo scorrevole ed un cancello pedonale, ambedue inseriti fra pilastri e pannellature in conglomerato cementizio armato. La recinzione perimetrale deve essere conforme alla norma CEI 11-1.

Illuminazione

L'illuminazione della stazione verrà posta in essere con torri faro a corona mobile, alte 35 m, con proiettori orientabili.

4.2.3 Descrizione Opere Elettriche

Le opere elettriche vedono un insieme di elementi che vanno dalla connessione in turbina medesima sino al cavidotto aereo in AT. Si riporta di seguito il dettaglio.

4.2.3.1 Cavidotto in MT

Il cavidotto in MT ha origine alla base dell'aerogeneratore dove vi sono:

- Arrivo del cavo BT proveniente dal generatore;
- Trasformatore elevatore BT/MT 0.720/300 kV;
- Cella MT, punto di innesto del cavidotto MT.

Il cavidotto in MT è funzionale a:

- interconnessione dei vari aerogeneratori grazie al sistema "entra-esce";
- collegamento aerogeneratori - stazione elettrica di trasformazione MT/AT.

Il cavidotto MT viene solitamente ubicato parallelamente alla rete viaria già esistente (così da non intervenire con modifiche eccessive della morfologia del terreno) e interrato annullando l'impatto percettivo che potrebbe generare. In casi particolari come l'intersezione con linee di impluvio o rete di tratturi o della medesima rete viaria, in modo

da evitare di andare a modificarne la morfologia, si esegue l'interramento del cavidotto con la TOC (Trivellazione Orizzontale Controllata).

A seconda del numero di cavi da posare all'interno dello stesso scavo vi sono 4 diverse tipologie di posa come illustrato nella **Figura 7**.

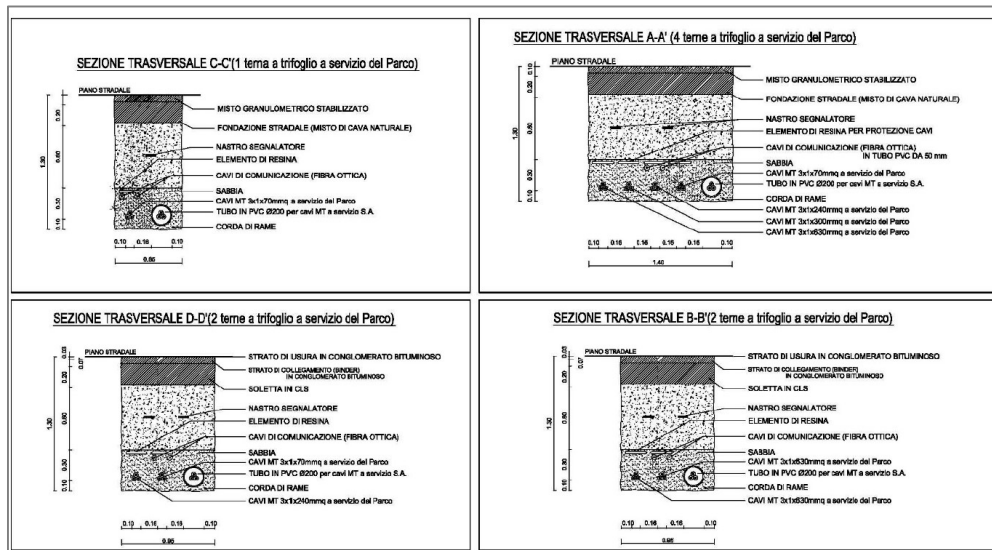


Figura 7. Sezioni per la posa del cavidotto

Il cavidotto solitamente viene interrato assieme alla fibra ottica e al dispersore di terra a corda di rame di sezione 35 mm²; mentre la fibra ottica serve per il monitoraggio e il telecontrollo degli aerogeneratori, il dispersore di terra a corda (che collega gli impianti di terra dei singoli aerogeneratori) serve a diminuire le tensioni di passo e di contatto e a disperdere le correnti dovute a fulminazioni.

Il procedimento relativo allo scavo e la posa del cavidotto, insieme alla fibra ottica e al dispersore di terra a corda di rame, in una sezione obbligata di profondità pari ad 1.20 m, prevede le seguenti fasi:

- posa di un sottile strato di sabbia;
- posa dei cavi a trifoglio;
- lastra di protezione;
- rinterro parziale con terriccio di scavo;
- posa di un tubo in PEAD/ PVC per allocazione del cavo in fibra ottica;
- rinterro parziale con terriccio di scavo;
- posa del nastro segnalatore;
- ripristino del manto stradale;
- apposizione dei paletti di segnalazione della presenza del cavo.

La posa del cavo deve essere preceduta dall'ispezione visiva delle tubazioni e dall'eventuale pulizia interna.

Da notare che le manovre di messa in posa del cavidotto devono essere attuate con cautela in quanto, per assicurare la conservazione delle caratteristiche della fibra, essa non deve essere sottoposta a lesione/deformazione alcuna e per questo motivo:

- L'imbocco delle tubazioni deve essere munito di idoneo dispositivo atto ad evitare lesioni del cavo;
- Nelle tratte di canalizzazioni comprensive di curve in tubo posato in sabbia, la tesatura del cavo deve essere realizzata con modalità di tiro che non produca lesioni al condotto di posa;
- Per limitare gli sforzi di trazione si può attuare la lubrificazione della guaina esterna del cavo con materiale non reagente con la stessa.

La medesima accortezza deve esser fatta durante la posa della fibra ottica, il rispetto dei limiti di piegatura e tiro è garanzia di inalterabilità delle caratteristiche meccaniche della fibra:

- lo sforzo di tiro che può essere applicato a lungo termine sarà al massimo di 3000 N;
- Il raggio di curvatura dei cavi durante le operazioni di installazione non dovrà essere inferiore a 20 cm.

Se inavvertitamente il cavo subisce deformazioni o schiacciamenti visibili, la posa deve essere interrotta e dovrà essere effettuata una misurazione con OTDR al fine di verificare eventuali rotture o attenuazioni eccessive causate dallo stress meccanico.

Se il cavo subisce degli sforzi di taglio pronunciati, con conseguente rottura della guaina esterna, deve essere segnalato il punto danneggiato e si potrà procedere alla posa del cavo dopo aver preventivamente isolato la parte di guaina lacerata con nastro gommatore vulcanizzante tipo 3M. L'isolamento del cavidotto è assicurato attraverso guaina termo-restringente.

4.2.3.2 Caratteristiche tecniche cavidotto e fibra ottica

Di seguito vengono riportate le caratteristiche tecniche del cavidotto MT (Tabella 8), della fibra ottica (Tabella 9).

N.B: Da tener presente che in fase esecutiva, in base alle disponibilità di approvvigionamenti, potrebbero essere scelti materiali differenti.

Designazione	ARG7H1RNR o ARG7H1RNRX
Conduttori	a corda rotonda compatta di alluminio
Grado di isolamento	18/30 kV

Sezione nominale	≥ 70 mm ²
Tensione nominale	30 kV
Corrente massima di esercizio	866 A
Frequenza Nominale	50 Hz

Tabella 8. Caratteristiche tecniche cavidotto MT

Numero delle fibre	12
Tipo di fibra multimodale	62.5/125
Diametro cavo	11,7 mm
Peso del cavo	130 kg/km circa
Massima trazione a lungo termine	3000 N
Massima trazione a breve termine	4000 N
Minimo raggio di curvatura in installazione	20 cm
Minimo raggio di curvatura in servizio	10 cm

Tabella 9. Caratteristiche tecniche del cavo in fibra ottica

4.2.3.3 Descrizione del tracciato

Il tracciato del cavidotto viene studiato in base a quanto previsto dall'art. 121 del T.U. 11/12/1933 n°1775, comparando le esigenze della pubblica utilità dell'opera con gli interessi sia pubblici che privati interessati.

Il tracciato dipenderà dal punto di connessione che verrà selezionato per il progetto, ma in ogni caso verranno adottati i criteri progettuali che seguono:

- contenere per quanto possibile la lunghezza del tracciato sia per occupare la minor porzione possibile di territorio, sia per non superare dei predefiniti limiti di convenienza tecnico economica;
- evitare di interessare nuclei e centri abitati, tenendo conto di eventuali trasformazioni ed espansioni urbane future;
- evitare per quanto possibile di interessare case sparse e isolate, rispettando le distanze minime prescritte dalla normativa vigente;
- minimizzare l'interferenza con le eventuali zone di pregio naturalistico, paesaggistico ed archeologico;
- transitare su aree di minore pregio interessando prevalentemente aree agricole e sfruttando la viabilità di progetto dell'impianto eolico.

4.2.3.4 Giunzioni

Per le tratte non coperte interamente dalle pezzature di cavo MT disponibile (lunghezza minima della pezzatura 600 m), si dovrà provvedere alla giunzione di due spezzoni. Le

giunzioni elettriche verranno realizzate attraverso l'uso di connettori del tipo diritto, a compressione, adeguati alle caratteristiche e tipologie dei cavi utilizzati. Le giunzioni dovranno essere effettuate in accordo con la norma CEI 20-24 seconda edizione ed alle indicazioni riportate dal Costruttore dei giunti.

L'esecuzione delle giunzioni sarà effettuata in base alle seguenti indicazioni:

- prima di tagliare i cavi controllare l'integrità della confezione e l'eventuale presenza di umidità;
- non interrompere mai il montaggio del giunto o del terminale;
- utilizzare esclusivamente i materiali contenuti nella confezione.

Ad operazione conclusa devono essere applicate sul giunto delle targhe identificatrici per ciascun giunto così da poter individuare: l'esecutore, la data e le modalità di esecuzione.

4.2.3.5 Terminazione ed attestazione cavi MT

Tutti i cavi MT posati dovranno essere terminati da entrambe le estremità.

Nell'esercizio delle terminazioni all'interno delle celle dei quadri, si deve realizzare il collegamento di terra degli schermi dei cavi con trecce flessibili di rame stagnato, eventualmente prolungandole e dotandole di capocorda a compressione per l'ancoraggio alla presa di terra dello scomparto da entrambe le estremità.

Ogni terminazione deve essere dotata di una targa di riconoscimento in PVC volta ad identificare: esecutore, data e modalità di esecuzione nonché l'indicazione della fase (R, S o T).

I cavi per l'impianto di media tensione a 30 kV saranno in rame di tipo unipolare schermati armati quindi oltre alla messa a terra dello schermo sopra detta, si dovrà prevedere anche la messa a terra dell'armatura del cavo. Questa armatura, che rimane esterna rispetto al terminale, verrà collegata a terra secondo la modalità che segue:

- tramite la saldatura delle due bande di alluminio della codetta del cavo di rame;
- tramite una fascetta (di acciaio inossidabile o di rame) che stringa all'armatura la codetta di un cavo di rame;
- tramite morsetti a compressione in rame (previo attorcigliamento delle bande di alluminio componenti l'armatura ed unione alla codetta del cavo di rame).

La messa a terra dovrà essere eseguita da entrambe le parti del cavo. Tale messa a terra verrà connessa insieme alla messa a terra dello schermo. Il cavo di rame per la messa a terra sia dell'armatura che dello schermo deve avere una sezione di 35 mm².

4.2.3.6 Giunti di isolamento cavi MT

Sui cavi MT in uscita dall'impianto dovranno essere posti in essere i giunti di isolamento tra gli schermi dei due diversi impianti di terra (dispersione di terra della stazione elettrica e dispersione di terra dell'impianto eolico).

I giunti di isolamento dovranno assicurare la tenuta alla tensione che si può stabilire tra i due schermi dei cavi MT e dovranno essere realizzati in modo tale da ottenere una ottimale distribuzione del campo elettrico (campo tipo radiale) evitando pericolose concentrazioni di campo elettrico per spigolosità. Sui giunti realizzati dovranno essere incluse targhe identificative di esecuzione giunti su cui devono essere riportati (mediante incisione) il nominativo dell'esecutore e la data di esecuzione dei giunti stessi.

4.2.3.7 Terminazione ed attestazione cavi in fibra ottica

I cavi in fibra ottica dovranno essere terminati su appositi "cassetti ottici".

L'attestazione avverrà sulla base del seguente schema di massima:

- posa del cavo, da terra al relativo cassetto ottico, previa eliminazione della parte eccedente, con fissaggio del cavo o a parete o ad elementi verticali con apposite fascette, ogni 0,50 m circa;
- sbucciatura progressiva del cavo, da eseguire "a regola d'arte";
- fornitura ed applicazione, su ciascuna fibra ottica, di connettore;
- esecuzione della "lappatura" finale del terminale;
- fissaggio di ciascuna fibra ottica.

4.2.3.8 Coesistenza tra cavi elettrici e altre condutture interrate

1) Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici

I cavi che sono in possesso della medesima tensione possono essere ubicati alla stessa profondità, ad una distanza di circa 3 volte il loro diametro nel caso di posa diretta.

2) Incroci tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Negli incroci il cavo elettrico, di regola, deve essere posto inferiormente al cavo di telecomunicazione. La distanza fra i due cavi non deve essere minore di 0,30 m ed inoltre il cavo posto sopra deve essere protetto, per una lunghezza maggiore o uguale ad 1 m, attraverso un dispositivo di protezione identico a quello previsto per i parallelismi.

Questi dispositivi devono essere situati in maniera simmetrica rispetto all'altro cavo.

Se, per giustificare esigenze tecniche, non possa essere rispettato il distanziamento minimo di cui sopra, anche sul cavo sottostante deve essere applicata una protezione analoga a quella prescritta per il cavo posto superiormente. Non si deve

necessariamente osservare le prescrizioni sopraindicate quando almeno uno dei due cavi è posto dentro appositi manufatti che proteggono il cavo medesimo e ne rendono possibile la posa e la successiva manutenzione senza che sia necessario effettuare scavi.

3) Parallelismo tra cavi elettrici e cavi di telecomunicazione

Nei parallelismi con i cavi di telecomunicazione i cavi elettrici devono di regola, essere posati alla maggiore distanza possibile fra loro e quando vengono posati lungo la stessa strada si devono posare possibilmente ai lati opposti di questa. Ove, per giustificate esigenze tecniche, non sia possibile attuare quanto sopra è concesso posare i cavi in vicinanza purché sia mantenuta tra i due cavi una distanza minima, in proiezione sul piano orizzontale, non minore a 0,30 m. nel momento in cui questa distanza non possa essere rispettata si deve applicare sui cavi uno dei seguenti dispositivi di protezione:

- a) Cassetta metallica zincata a caldo;
- b) Tubazione in acciaio zincato a caldo;
- c) Tubazione in PVC o fibrocemento, rivestite esternamente con uno spessore di calcestruzzo non inferiore a 10 cm.

I già menzionati dispositivi possono essere omessi sul cavo posato alla maggiore profondità quando la differenza di quota tra i due cavi è uguale o superiore a 0,15 m.

Le prescrizioni di cui sopra non si applicano quando almeno uno dei due cavi è posato, per tutta la parte interessata in appositi manufatti (tubazioni, cunicoli, ecc.) che proteggono il cavo medesimo rendendo possibile la posa e la successiva manutenzione senza la possibilità di effettuare scavi.

4) Parallelismo ed incroci tra cavi elettrici e tubazioni o strutture metalliche interrato

La distanza in proiezione orizzontale tra cavi elettrici e tubazioni metalliche interrato parallelamente ad esse non deve essere minore a 0,30 m.

Tuttavia, è possibile derogare dalla prescrizione sopracitata previo accordo tra gli esercenti quando:

- a) la differenza di quota fra le superfici esterne delle strutture interessate è superiore a 0,50 m;
- b) tale differenza è compresa tra 0,30 m e 0,50 m, ma si interpongono fra le due strutture elementi separatori non metallici nei tratti in cui la tubazione non è contenuta in un manufatto di protezione non metallico.

Non devono mai essere disposti nel medesimo manufatto di protezione cavi di energia e tubi convoglianti fluidi infiammabili; con riferimento alle tubazioni per altro tipo di posa è invece permesso, previo accordo tra gli Enti interessati, purché il cavo elettrico e la tubazione non siano posti a diretto contatto fra loro.

Le superfici esterne di cavi d'energia e tubazioni metalliche interrato non deve essere eseguito sulla proiezione verticale di giunti non saldati delle tubazioni medesime.

Non si devono svolgere giunti sui cavi a distanza inferiore ad 1 m dal punto di incrocio.

Non è prevista nessuna prescrizione nel caso in cui la distanza minima, misurata fra le superfici esterne di cavi elettrici e di tubazioni metalliche o fra quelle di eventuali loro manufatti di protezione, è maggiore di 0,50 m.

La distanza in questione può essere ridotta fino ad un minimo di 0,30 m, quando una delle strutture di incrocio è contenuta in manufatto di protezione non metallico, prolungato per almeno 0,30 m per parte rispetto all'ingombro in pianta dell'altra struttura oppure quando fra le strutture che si incrociano si venga interposto un elemento separatore non metallico (ad esempio lastre di calcestruzzo o di materiale isolante rigido); tale elemento deve poter coprire, oltre alla superficie di sovrapposizione in pianta delle strutture che si incrociano, quella di una striscia di circa 0,30 m di larghezza ad essa periferica.

Le suddette distanze possono essere ridotte ulteriormente, previo accordo fra gli Enti proprietari o Concessionari, se entrambe le strutture vengono contenute in un manufatto di protezione non metallico. Analoghe prescrizioni devono essere rispettate quando non risulti possibile tenere l'incrocio a distanza uguale o superiore a 1 m dal giunto di un cavo oppure nei tratti che precedono o seguono immediatamente incroci eseguiti sotto angoli minori a 60° e per i quali non risulti possibile osservare prescrizioni sul distanziamento.

4.2.3.9 Stazione elettrica di trasformazione MT/AT e Cavidotto AT

Gli elementi chiave nella consegna di energia prodotta, in questo ultimo step, sono:

- Stazione elettrica di utenza di trasformazione a 150/30 kV;
- Cavidotto AT interrato di circa 78 m che funge da collegamento tra la sottostazione di trasformazione e la stazione di smistamento;
- Stallo AT condiviso con altri produttori.

L'ubicazione della stazione viene determinata a valle dell'individuazione del punto di connessione e realizzata in prossimità della strada esistente; inoltre verrà dotata di un ingresso di larghezza consona a garantire il transito agli automezzi (utili alla costruzione e alla manutenzione periodica) e di un accesso pedonale autonomo rispetto al locale di misura.

La sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT in questo caso verrà realizzata e collocata nel comune di Potenza nei pressi della futura Stazione Elettrica (SE) della RTN, denominata "Avigliano", da inserire in entra-esce alle linee a 150 kV della RTN "Avigliano-Potenza" e "Avigliano-Avigliano C.S.", previa realizzazione di due nuovi elettrodotti della

RTN a 150 kV di collegamento tra la nuova SE suddetta e la SE di Vaglio e un nuovo elettrodotto a 150 kV della RTN di collegamento tra le SE di Vaglio, Oppido e Genzano.

L'impianto è sostanzialmente composto da:

- n° 1 montante 150 KV di collegamento composto dai seguenti dispositivi elettrici: trasformatore, scaricatori di sovratensione, trasformatori di corrente, interruttori, sezionatore;
- n° 1 edificio comandi;
- n° 1 edificio ad uso del turbinista;
- n° 4 torri faro;
- n° 1 storage potenza massima 30 MW.

Per ulteriori informazioni si rimanda all'elaborato *A.15 Disciplinare descrittivo e prestazionale degli elementi tecnici*.

Dentro la stazione verranno previste, a distanza di sicurezza dalle apparecchiature elettriche, aree di transito e di sosta asfaltate, mentre l'area destinata alle apparecchiature elettriche all'aperto verrà ricoperta in ghiaia.

La recinzione della stazione sarà di tipo aperto, composta da un muretto di base d'altezza circa 50 cm sulla quale verranno annegati dei manufatti distanziati tra loro come a formare i denti di un pettine. L'altezza totale della recinzione sarà di circa 3m.

I fabbricati ubicati dentro la recinzione, sono formati da un edificio promiscuo a pianta rettangolare e formato da:

- un locale comando - controllo - telecomunicazioni: il sistema di controllo permette, tra le tante cose, l'acquisizione/inoltro dati oltreché l'esecuzione di manovre di riduzione di potenza o disconnessione imposti da TERNA gestibili da una o più postazioni da remoto;
- un locale controllo aerogeneratori;
- un vano misure all'interno del quale sono allocati i contatori adibiti alla misura commerciale e fiscale dell'energia elettrica.

I fabbricati saranno in muratura oppure in lamiera coibentata, in base alle scelte progettuali in fase esecutiva. Per concludere la sottostazione elettrica di trasformazione MT/AT si collega, attraverso un cavo MT allo storage e, attraverso cavidotto AT di lunghezza indicativa di 78 m circa, alla stazione di smistamento della RTN, da definirsi in fase esecutiva.

Il cavidotto AT viene interrato e allocato in uno scavo appositamente riempito in modo che sia posto ad una quota di circa 1,70 m sotto al piano di campagna.

4.2.4 Condizionamenti e vincoli

La disposizione degli aerogeneratori è stata definita sulla base di considerazioni tecniche supportate da modelli di simulazione di funzionamento simultaneo delle macchine e delle condizioni geomorfologiche e anemometriche del sito, allo scopo di ottenere la massima produttività dall'impianto eolico. Tale disposizione è scaturita anche dall'analisi delle limitazioni connesse al rispetto dei vincoli gravanti sull'area. Inoltre, la disposizione delle torri, risolta nell'ambito della progettazione di un parco eolico, deve conciliare due opposte esigenze:

- il funzionamento e la produttività dell'impianto;
- la salvaguardia dell'ambiente nel quale si inseriscono riducendo ovvero eliminando, le interferenze ambientali a carico del paesaggio e/o delle emergenze architettoniche/archeologiche o sui biotopi presenti attraverso effetti elettromagnetici, un maggiore rumore e altro ancora.

Le norme e le prescrizioni degli strumenti urbanistici di tutti i livelli e gradi e i vincoli dell'area sono stati analizzati dettagliatamente nel Quadro di Riferimento Programmatico. Un altro condizionamento che riguarda il posizionamento delle macchine è la **gittata massima** degli elementi rotanti in caso di rottura accidentale. Tale distanza è stata definita all'interno di un'apposita relazione in allegato al presente studio, cui vi si rimanda (A7 "*Relazione effetto rottura organi rotanti*"). I valori di gittata massima per le pale V150 e V162 sono di valore pari a circa 240.32 m per la V150, e valore pari a circa 262.23 per la V162, condizione più gravosa che si verificherebbe se l'angolo di lancio fosse pari a 67°. Si tenga presente che tale valore nella realtà risulta inferiore, difatti è giusto considerare agire simultaneamente le condizioni peggiori di velocità del vento, velocità di rotazione e azione di portanza sul profilo alare dopo il distacco, ma le cause che porterebbero ad un eventuale distacco della pala o parte di essa sono rappresentate da un colpo di fulmine o da un urto accidentale di notevole intensità agente alla base della torre. L'accadimento di tali fenomeni ha un valore di rischio molto basso, resi ancora più bassi dal fattore di contemporaneità. Si tenga conto che tutte le turbine eoliche sono dotate di un complesso sistema parafulmine ma che per quanto riguarda l'urto non è pensabile potersi tutelare da un incidente, quale un velivolo o altro, che impatta sul rotore di una turbina o alla base della torre.

4.2.5 Analisi di micrositing e stima di producibilità

Nel paragrafo che segue sono riportate, in maniera sintetica, le caratteristiche anemologiche dell'area in cui è previsto l'impianto. Per una trattazione esaustiva dell'argomento si faccia riferimento alla relazione allegata A5. *Relazione anemologica*.

Per la valutazione del potenziale eolico del sito in questione sono stati utilizzati i dati ricavati dalle analisi in mesoscala (Il modello mesoscala viene eseguito ad una risoluzione spaziale elevata di $0,03^\circ \times 0,03^\circ$, circa 3×3 km con risoluzione temporale oraria) tra quelli misurati da una stazione anemometrica e quelli satellitari che permettono un'alta definizione del dato fino ad un'altezza massima di 300 m dal piano di campagna.

4.2.5.1 Analisi dei dati anemometrici

I dati dello studio sono relativi all'arco temporale 01/01/99 - 31/01/2023 per l'ammontare di 288 mesi consecutivi.

Considerata la conformazione dell'area di progetto si è optato per l'installazione di due stazioni di rilevamento:

- Ubicazione stazione di rilevamento "A" (coord. UTM WGS84 Zona 33):
 - Est: 552.631
 - Nord: 4.517.579
- Ubicazione stazione di rilevamento "B" (coord. UTM WGS84 Zona 33)
 - Est: 555.624
 - Nord: 4.517.701

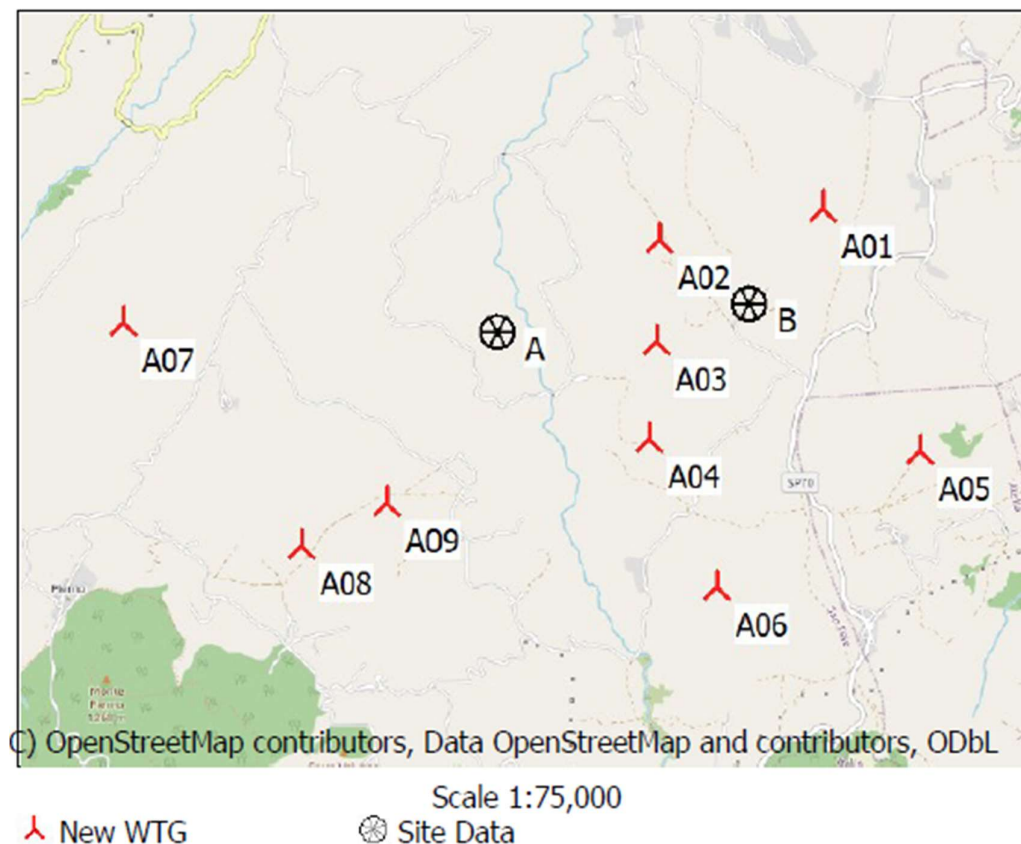


Figura 8: Ubicazione stazioni di rilevamento "A" e "B" rispetto al sito di progetto

I dati elaborati hanno consentito la determinazione della distribuzione direzionale e il profilo del vento per il sito specifico.

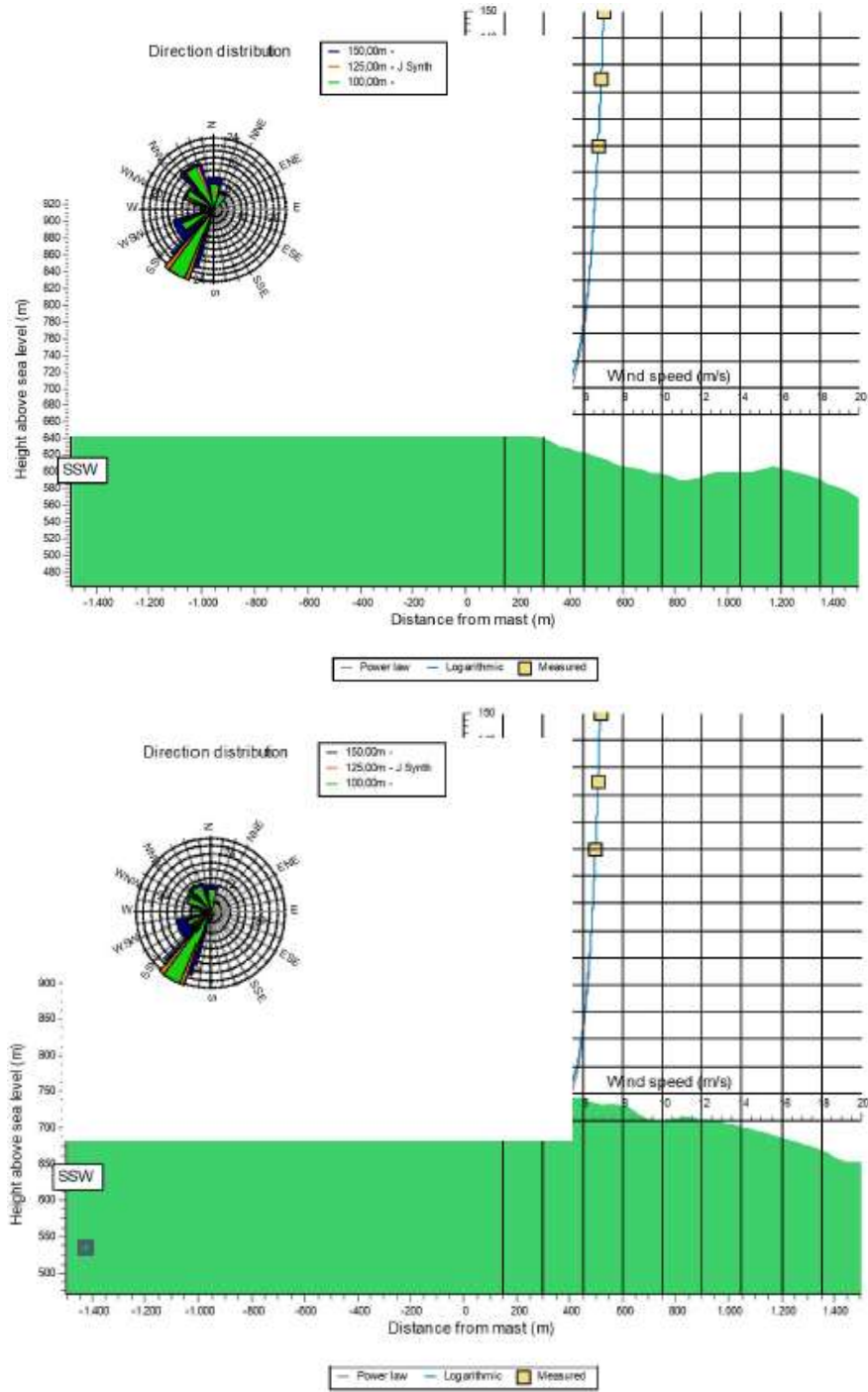


Figura 9: Distribuzione direzionale e profilo del vento

Pertanto, la direzione prevalente del vento risultante dall'analisi in mesoscala è SSO (Sud/Sud Ovest), mentre ci consente di verificare che all'altezza al mozzo delle turbine la velocità è superiore a 6,50 m/sec, inoltre dai grafici mensili cumulativi dei dati si può osservare che la velocità media è superiore ai 5,00 m/sec e per alcuni mesi è superiore a 7,50 m/sec.

4.2.5.2 Stima di producibilità

La producibilità lorda del parco eolico è stata valutata in rapporto ai modelli di aerogeneratori previsti da progetto (Vestas V150 e Vestas V162). I risultati ottenuti con il modello di calcolo, macchina per macchina e per l'insieme dell'impianto, sono riportati nella tabella sottostante. I risultati di producibilità sono al netto delle perdite per scia indotta tra le macchine.

	UTM WGS 84 Lon. Est [m]	UTM WGS84 Lat. Nord [m]	Gross AEP [MWh/anno]	Ore [Anno]	Efficienza [%]	U [m/s]
WTG01	555903.36	4518442.70	16386.3	2731	3.7	96.3
WTG02	554842.67	4518242.14	18422.5	2971	2.9	97.1
WTG03	554825.04	4517587.29	17615.6	2841	4.7	95.3
WTG04	554817.67	4516929.58	15776.9	2629	3.6	96.4
WTG05	556546.30	4516892.90	15052.4	2509	1.3	98.7
WTG06	555236.09	4516011.33	17496.7	2916	2	98
WTG07	551387.25	4517683.66	19123.4	3084	0.2	99.8
WTG08	552549.22	4516254.31	17733.1	2956	0.8	99.2
WTG09	553094.50	4516507.85	18004.7	3001	2.2	97.8

Tabella 10. Risultati ottenuti dal modello di calcolo tramite software WindPro

Le ore di funzionamento riportate nella tabella precedente, sono calcolate in funzione potenza limitata rispettivamente a 6000 kW per le V150 e a 6200 kW per le V162.

La producibilità lorda è ottenuta dal processo di calcolo che tiene conto unicamente delle perdite dovute all'effetto scia che si genera tra gli aerogeneratori; pertanto, a tali producibilità lorde devono essere sottratte le perdite dovute all'impianto e cioè:

Perdite considerate	Incidenza %
Disponibilità aerogeneratori	-3
Disponibilità B.O.P.	-1
Disponibilità rete	-0.2
Perdite elettriche	-1.5
Prestazioni aerogeneratori	-2.8
Densità dell'aria	-2.5

Altre perdite	-0.2
TOTALE PERDITE	-11.2

Tabella 11. Perdite ipotizzate

Possiamo riassumere i valori di producibilità lorda e netta nella seguente tabella:

Gross AEP [MWh/anno]	Gross AEP [ore/anno]	Perdite totali %	NET AEP [MWh/anno]	NET AEP [ore/anno]
154748	2849	-11,2	152066	2784

Tabella 12. Confronto producibilità lorda (Gross) e netta (Net)

Dai dati delle stazioni anemometriche, elaborati per l'area in esame, la velocità media all'altezza del mozzo arriva circa a 6.8 m/s.

L'analisi dei dati in questione è importante per una corretta progettazione dell'impianto eolico dato che questi dati influiscono direttamente su parametri quali, ad esempio, la disposizione degli aerogeneratori sul terreno, la mutua distanza da tenere tra le macchine al fine di evitare perdita di produzione di energia o fenomeni di stress sulle componenti meccaniche degli aerogeneratori causati dall'effetto "scia".

5. CONCLUSIONI

In conclusione, rispetto alle caratteristiche del progetto:

- le dimensioni del progetto sono contenute e per le piste di accesso si utilizzano, dove si è potuto, passaggi agricoli da strade pubbliche esistenti;
- la sola risorsa naturale utilizzata, oltre al vento, è il suolo che si presenta attualmente dedicato prevalentemente ad uso agricolo;
- la produzione di rifiuti è legata alle normali attività di cantiere, che si protraggono per meno di un anno, mentre in fase di esercizio sono minimi;
- non sono presenti attività o impianti tali da far prevedere possibili incidenti atti a procurare danni;
- non ci sono impatti negativi al patrimonio storico.

A valle del presente Studio di Impatto Ambientale, in generale si ritiene che l'impatto provocato dalla realizzazione dell'impianto andrà a modificare gli equilibri attualmente esistenti in termini di allontanamento dalla zona della fauna più sensibile solo durante la fase di cantiere, similmente a quanto accaduto per altre zone, in cui si è assistito ad una graduale riconquista più o meno rapida del territorio da parte della fauna, a seconda del grado di adattabilità delle varie specie.

Si ritiene che l'impianto analizzato possa essere giudicato compatibile con i principi della conservazione dell'ambiente e con le buone pratiche nell'utilizzazione delle risorse ambientali. Dal punto di vista paesaggistico, avendo salvaguardato già con la scelta di ubicazione del sito potenziali elementi di interesse, si può ritenere che le interferenze fra l'opera e l'ambiente individuate confrontando gli elaborati progettuali e la situazione ambientale del sito sono riconducibili essenzialmente all'impatto visivo degli aerogeneratori. L'impatto sul paesaggio, unico vero e proprio impatto di un parco eolico, sarà attenuato attraverso il mascheramento cromatico delle strutture che andrebbero dipinte con colori poco appariscenti su tonalità di grigio chiaro e con vernici non riflettenti.