

# INTEGRALE RICOSTRUZIONE PARCO EOLICO "Foiano di Valfortore"

## ADEGUAMENTO TECNICO IMPIANTO EOLICO MEDIANTE INTERVENTO DI REPOWERING DELLE TORRI ESISTENTI E RIDUZIONE NUMERICA DEGLI AEROGENERATORI



**Edison Rinnovabili Spa**  
Foro Buonaparte, 31 - 20121 Milano



|  |  |  |  |             |                           |
|--|--|--|--|-------------|---------------------------|
| Progettazione<br>Coordinamento   | <b>GEKO S.p.A.</b><br>Via Reno, 5 - 00198 Roma (RM)<br>Tel. 06.88803910   Fax 06.45654740<br>E-Mail: gekospa@pec.gekospa.it<br><br>Energia & Ambiente   |  | <b>GVC S.r.l. Società di Ingegneria</b><br>Via Nazionale Sauro, nr 126 - CAP 85100 Potenza (PZ)<br>Tel. 09.71286145<br>E-Mail: gmr@gvcingegneria.it<br> |             |                           |
| Progettazione  | <b>Seingim</b><br>Vicolo degli Olmi, nr 57 - 30022 Ceggia (VE)<br>Tel. 04.21323007<br>E-Mail: info@seingim.it<br>   |  | <b>Geol. Antonio Di Biase</b><br>Piazza Padre Prosperino Gallipoli, nr 9<br>75024 Montescaglioso (MT)<br>Tel. 347.059 7967<br><br>Studi<br>Geologico-Idrologico<br>Idraulico   |             |                           |
| Studio<br>Acustico<br>Studio avifaunistico   | <b>Teasistemi</b><br>Via Ponte Piglieri, nr 8 - 56122 Pisa (PI)<br>Tel. 05.06396101<br>E-Mail: info@tea-group.com<br>   |  | <b>Dott. Agr. Paolo Castelli</b><br>Viale Croce Rossa, nr 25 - 90146 Palermo (PA)<br>Tel. 334. 228 4087<br><br>Studi<br>Naturalistici e Forestali  |             |                           |
| Opera  | <p><b>Progetto di Integrale Ricostruzione di n. 1 impianto eolico composto da 10 aerogeneratori da 6,6 MW per una potenza complessiva di 66,6 MW nel Comune di Foiano di Valfortore e relative opere di connessione alla località "Monte Barbato - Piano del Casino" con smantellamento di n. 47 aerogeneratori di potenza in esercizio pari a 33,20 MW.</b></p> |  |  |             |                           |
| Nome Elaborato:<br>GK-EN-C-FV-TB-ET-0050-01  |  | Folder:  |  |             |                           |
| Descrizione Elaborato:<br>Studio di Impatto Ambientale - Quadro di riferimento progettuale |  |  |  |             |                           |
| 01   | Maggio 2024  | Emissione per progetto definitivo                        | Seingim S.r.l.   | Geko S.p.A. | Edison Rinnovabili S.p.A. |
| 00   | Novembre 2023  | Emissione per progetto definitivo                        | Seingim S.r.l.   | Geko S.p.A. | Edison Rinnovabili S.p.A. |
| Rev.   | Data   | Oggetto della revisione                                  | Elaborazione   | Verifica    | Approvazione              |
| Scala:   | -  | Integrale Ricostruzione Foiano                           |  |             |                           |
| Formato:   | A4   | Codice progetto AU   <input type="text" value="XXXXXX"/> |  |             |                           |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 1     | INTRODUZIONE.....  | 3  |
| 2     | VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE .....  | 7  |
| 2.1   | Valutazione di impatto ambientale e direttive comunitarie .....                | 7  |
| 2.2   | Norme italiane. Natura, effetti e campo di applicazione della V.I.A. ....      | 8  |
| 2.3   | V.I.A. per i progetti della Regione campania .....                             | 11 |
| 3     | IMPIANTI.....  | 12 |
| 3.1   | Iter autorizzativo .....   | 12 |
| 3.2   | Generalità per la realizzazione degli impianti .....                           | 14 |
| 3.3   | Tipologie di impianti eolici .....   | 15 |
| 3.4   | Classificazione e tipologie delle macchine eoliche .....                       | 16 |
| 3.5   | Energia producibile da una macchina eolica .....                               | 19 |
| 3.6   | Utilizzazione dell'energia eolica per la produzione di energia elettrica ..... | 20 |
| 4     | ANALISI DELLE ALTERNATIVE AL PROGETTO .....                                    | 21 |
| 4.1   | Alternative tecnologiche .....   | 23 |
| 4.1.1 | Alternativa tramite l'utilizzo di aerogeneratori di media taglia .....         | 24 |
| 4.1.2 | Alternativa tramite l'utilizzo un impianto fotovoltaico .....                  | 25 |
| 4.2   | Alternativa localizzativa.....   | 25 |
| 4.3   | Studio del Layout di impianto .....  | 26 |
| 5     | CARATTERISTICHE E LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO.....                     | 29 |
| 5.1   | Localizzazione territoriale dell'impianto.....                                 | 29 |
| 5.2   | Vincoli al posizionamento degli aerogeneratori .....                           | 31 |
| 5.2.1 | Distanza dalle abitazioni.....   | 32 |
| 5.2.2 | Distanza dalle strade.....   | 32 |
| 5.2.3 | Distanza di rispetto sottoservizi .....  | 32 |
| 5.3   | Distanze tra gli aerogeneratori .....  | 33 |
| 5.3.1 | Effetto di schiera .....   | 33 |
| 5.3.2 | Effetto di scia .....  | 33 |
| 5.4   | Producibilità .....  | 34 |
| 5.5   | Produzione attesa al netto delle perdite .....                                 | 35 |
| 5.6   | Aerogeneratori.....  | 36 |
| 5.7   | Viabilità e piazzole .....   | 36 |
| 5.8   | Cavidotti mt.....  | 37 |
| 5.8.1 | Identificazione linee MT.....  | 38 |
| 5.8.2 | Caratteristiche cavi MT .....  | 38 |

|       |  |    |
|-------|--|----|
| 5.8.3 | Sistema SCADA .....                                      | 39 |
| 5.8.4 | Impatto elettromagnetico.....                            | 39 |
| 5.9   | Sottostazione elettrica di utente .....                  | 40 |
| 5.9.1 | Stato di fatto .....                                     | 40 |
| 5.9.2 | Stato di progetto .....                                  | 41 |
| 5.9.3 | Scelte progettuali .....                                 | 41 |
| 5.9.4 | Nuovo trasformatore AT/MT.....                           | 42 |
| 5.9.5 | Nuovo Qmt-01 Parco Foiano .....                          | 43 |
| 5.9.6 | Nuovo QMT-03 Parco Baselice .....                        | 43 |
| 5.10  | Installazione nuovi quadri cabine di smistamento .....   | 44 |
| 6     | OPERE CIVILI ED INDUSTRIALI .....                        | 44 |
| 6.1   | Fondazioni .....   | 44 |
| 6.2   | Viabilità .....  | 44 |
| 6.2.1 | Pendenza .....   | 45 |
| 6.2.2 | Piazzole di montaggio .....                              | 45 |
| 6.2.3 | Regimazione acque.....                                   | 45 |
| 6.3   | Trasporto ed installazione.....                          | 46 |
| 6.3.1 | Modalità di trasporto .....                              | 46 |
| 6.3.2 | Installazione .....                                      | 47 |
| 6.4   | Impiantistica.....                                       | 49 |
| 6.4.1 | Reti elettriche interne (Cavidotti) .....                | 50 |
| 6.4.2 | Attraversamenti stradali e ferroviari .....              | 50 |
| 6.4.3 | Descrizione del sistema elettrico del parco eolico ..... | 50 |
| 6.4.4 | Stazione di trasformazione utente AT/MT 150/30 kV .....  | 53 |
| 6.4.5 | Messa a terra .....                                      | 53 |
| 6.5   | Ciclo di vita dell'impianto.....                         | 54 |
| 6.6   | Produzione di rifiuti.....                               | 54 |
| 6.7   | Cause di incidenti .....                                 | 55 |
| 6.8   | Ripristini a fine vita .....                             | 55 |

## 1 INTRODUZIONE

---

La società Edison Rinnovabili S.p.a. intende realizzare un impianto di produzione di energia elettrica da fonte eolica. La Wind Farm sarà caratterizzata da una potenza elettrica nominale installata di 66 MWe sarà costituito da n. 10 aerogeneratori di potenza pari a 6,60 MW ciascuno. Ciascuna torre ha un'altezza al mozzo pari a 105 m e presenta un rotore del diametro di 155 m. All'interno di ogni torre trovano adeguata collocazione i cavi per il convogliamento ed il trasporto dell'energia prodotta verso la cabina di trasformazione posta alla base della torre, dalla quale è poi convogliata nella rete di interconnessione interna al parco eolico, per essere canalizzata tramite elettrodotto interrato alla Stazione elettrica di utenza e in ultimo riversata nella rete elettrica del Gestore Nazionale.

La presente relazione risulta essere il quadro di riferimento progettuale dello studio di impatto ambientale, descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento del territorio, inteso come sito e come area vasta interessata e risponde a quanto previsto dal D. Lgs.152/06.

Allo scopo di identificare una soglia di ammissibilità dell'intervento proposto, consistente nell'installazione di aerogeneratori eolici tripala su piloni e nella realizzazione delle opere accessorie per l'allacciamento alla rete elettrica esistente, si sviluppa una procedura di "impatto ambientale" finalizzata alla valorizzazione analitica delle caratteristiche dell'intervento e dei fattori ambientali coinvolti.

Lo studio è finalizzato ad appurare quali sono le caratteristiche costruttive, di installazione e di funzionamento degli aerogeneratori eolici, gli impatti che questi e la relativa gestione ed esercizio possono provocare sull'ambiente, le misure di salvaguardia da adottare in relazione alla vigente normativa in materia.

Il progetto prevede l'installazione di 10 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 6,60 MW, per una capacità complessiva di 66 MW.

Tutti gli aerogeneratori, denominati con le sigle IR 01, IR 02, IR 03, IR 04, IR 05, IR 06, IR 07, IR 08, IR09, IR10 ricadono sul territorio di Foiano di Val Fortore (BV) nella località di "La montagna" e "Cerreta".

L'impianto eolico sarà caratterizzato dalle nuove opere elencate di seguito:

- **n°10 nuovi aerogeneratori (WTG IR-Foiano 01-10)** – modello SG 155-6,6 da 6,6 MW (o similare) con altezza mozzo 105 m e diametro 155 m e relative fondazioni (la potenza totale di impianto sarà di 66 MW);
- **n°10 quadri elettrici in MT a base torre** per il collegamento ai cavidotto a 30 kV;
- **n°10 piazzole definitive** per l'esercizio e la manutenzione degli aerogeneratori (in fase di installazione saranno previste altrettante piazzole temporanee di montaggio, necessarie per accogliere i mezzi per il sollevamento e i componenti delle macchine);

- **Linee in cavidotto interrato, in media tensione a 30 kV**; oltre ai cavi di potenza verranno posate le nuove fibre ottiche per l'implementazione del sistema SCADA di collegamento interno tra gli i WTG, le cabine secondarie, e la Sottostazione Elettrica di Utente (S.S.E.U.) nel comune di Montefalcone;
- **n°3 nuovi QMT a 30 kV (QMT-CS1; QMT-CS2; QMT-CS3)** installati nelle vecchie cabine secondarie dove verranno smantellati i vecchi quadri QMT a 20 kV;
- **n°1 nuovo quadro MT 30 kV (QMT-01)** di raccolta e consegna per il parco eolico di Fojano, nel locale QMT esistente della sottostazione; inalterato rimarrà il **QMT-02 30 kV** collegato al parco eolico di S.Giorgio La Molara;
- **n°1 trasformatore AT/MT1/MT2 150/30/20 kV di potenza 75+15 MVA**;

Inoltre, a causa dello smantellamento del vecchio quadro di consegna a 20 kV nel locale dei dedicato ai QMT nella S.S.E.U, in comune con il parco eolico di Baselice da 12 MW (non oggetto di dismissione), è stata prevista anche la realizzazione di:

- n°1 cabina MT 20 kV, contenente il nuovo quadro MT 20 kV (QMT-03) di raccolta e consegna per il parco eolico di Baselice;

Gli aerogeneratori saranno collegati tra di loro mediante un cavidotto in media tensione interrato che collegherà l'impianto in progetto.

Lo Studio di Impatto Ambientale (S.I.A.) di tale opera, conformemente alla Legge Regionale 21 marzo 2000 n° 21 "**Disciplina della procedura di impatto ambientale**" e al D.Lgs.n.152/06 e sarà condotto in considerazione di tre principali quadri di riferimento:

- Programmatico;
- Progettuale;
- Ambientale.

Il Quadro di Riferimento Programmatico fornisce gli elementi conoscitivi sulle relazioni tra l'opera progettata e gli atti di pianificazione e programmazione territoriale e settoriale. In particolare, comprende:

- La descrizione degli obiettivi previsti dagli strumenti pianificatori, di settore e territoriali nei quali è inquadrabile il progetto stesso nonché di eventuali disarmonie tra gli stessi;
- La descrizione di rapporti di coerenza del progetto con gli obiettivi perseguiti dagli strumenti pianificatori;
- La descrizione del progetto in relazione agli stati di attuazione degli strumenti pianificatori.

Il Quadro di Riferimento Progettuale descrive il progetto e le soluzioni adottate a seguito degli studi effettuati, nonché l'inquadramento del territorio, inteso come sito e come area vasta interessata. In particolare, precisa le caratteristiche dell'opera progettata con particolare riferimento a:

- la natura dei beni e dei servizi offerti;
- il grado di copertura della domanda e dei suoi livelli di soddisfacimento in funzione dell'ipotesi progettuale esaminata;
- 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;
- le caratteristiche tecniche e fisiche del progetto e le aree occupate durante la fase di costruzione ed esercizio;
- l'insieme di condizionamenti e vincoli di cui si è dovuto tener conto nella redazione del progetto.

Il Quadro di Riferimento Ambientale è sviluppato secondo criteri descrittivi, analitici e revisionali; detto quadro:

- definisce l'ambito territoriale ed i sistemi ambientali interessati dal progetto, sia direttamente che indirettamente, entro cui è da presumere che possano manifestarsi perturbazioni significative sulla qualità degli stessi;
- descrive i sistemi ambientali interessati;
- stima qualitativamente e quantitativamente gli impatti indotti dall'opera sul sistema ambientale nonché le interazioni degli impatti con le diverse componenti ed i fattori ambientali anche in relazione ai rapporti esistenti tra essi;
- descrive le modificazioni delle condizioni d'uso e della fruizione potenziale del territorio in rapporto alla situazione preesistente;
- illustra i sistemi di intervento nelle ipotesi del manifestarsi di emergenze particolari.

Le componenti ed i fattori ambientali ai quali si è fatto riferimento, in quanto direttamente o indirettamente interessati dalla realizzazione dell'intervento progettuale, sono i seguenti:

- atmosfera: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;
- ambiente idrico: acque sotterranee ed acque superficiali (dolci, salmastre e marine), considerate come componenti, come ambienti e come risorse;

- suolo e sottosuolo: intesi sotto il profilo geologico, geomorfologico e podologico, nel quadro dell'ambiente in esame, ed anche come risorse non rinnovabili;
- vegetazione, flora, fauna: formazioni vegetali ed associazioni animali, emergenze più significative, specie protette ed equilibri naturali;
- ecosistemi: complessi di componenti e fattori fisici, chimici e biologici tra loro interagenti ed interdipendenti, che formano un sistema unitario ed identificabile (quali un lago, un bosco, un fiume, il mare) per propria struttura, funzionamento ed evoluzione temporale;
- rumore e vibrazioni: considerati in rapporto all'ambiente sia naturale che umano;
- paesaggio: aspetti morfologici e culturali del paesaggio, identità delle comunità umane interessate e relativi beni culturali.

Il D.Lgs.n.152/06, così come modificato dal **Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104**, prevede all'art. 7 bis comma 2, che la valutazione di impatto ambientale sia di competenza statale per i progetti ricadenti nell'Allegato II alla parte seconda. Quest'ultimo prevede al punto 2)

*“impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW.”*

L'impianto eolico proposto presenta una potenza complessiva pari a 66 MW (superiore alla soglia di 30 MW), pertanto secondo quanto stabilito dal D. Lgs. n.152/2006 (come modificato dal D. Lgs. n.104/2017), sarà sottoposto a VIA di competenza nazionale ai sensi del D. Lgs. n.152/2006:

La redazione del presente Studio di Impatto ambientale ha seguito le direttive della Delibera della Giunta Regionale n. 211 del 24/05/2011; Approvazione degli "indirizzi operativi e procedurali per lo svolgimento della valutazione di impatto ambientale in regione Campania", delle successive modifiche ed integrazioni e ha seguito le direttive e i contenuti di cui all'allegato VII alla parte seconda del D.Lgs.n.152/06 e ss.mm.ii.

## **2 VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE**

---

### **2.1 VALUTAZIONE DI IMPATTO AMBIENTALE E DIRETTIVE COMUNITARIE**

L'istituto della valutazione preventiva dell'impatto ambientale delle attività umane si fa risalire al National Policy Act statunitense del 31 dicembre 1969 e a due provvedimenti francesi: il decreto del Consiglio di Stato del 12 ottobre e la legge 10 luglio 1976 n. 76.

Il Policy Act stabiliva che ogni progetto di intervento sul territorio capace di provocare ripercussioni di rilievo nell'ambiente fosse accompagnato da uno studio sulle prevedibili conseguenze ambientali e sulle possibili alternative, al fine di pervenire alla soluzione che meglio tenesse conto delle contrapposte esigenze dello sviluppo industriale e della conservazione ambientale.

Con il decreto e con le leggi francesi si stabiliva che fossero assoggettate a valutazione preventiva una serie di opere che si presumeva potessero avere un grave impatto ambientale.

L'esperienza francese al riguardo non era isolata, ma corrispondeva a quella di altri paesi europei (Olanda, Lussemburgo, Belgio, Irlanda).

La considerazione che "la migliore politica ecologica consiste nell'evitare fin dall'inizio inquinamenti ed altre perturbazioni, anziché combatterne successivamente gli effetti", e il convincimento che "in tutti i processi tecnici di programmazione e di decisione si deve tener conto subito delle eventuali ripercussioni sull'ambiente" indussero il legislatore comunitario a "prevedere procedure per valutare queste ripercussioni". (Preambolo della direttiva del Consiglio 27 giugno 1985, n. 337).

Questa direttiva, modificata poi dalla direttiva 3 marzo 1997, n. 11, vuole che "gli Stati membri adottino le disposizioni necessarie affinché, prima del rilascio dell'autorizzazione, i progetti per i quali si prevede un impatto ambientale importante, segnatamente per natura, dimensioni od ubicazione, formano oggetto di una valutazione del loro impatto (art. 2 della direttiva).

L'art. 3 della direttiva precisa che "la valutazione di impatto ambientale individua, descrive e prevede in modo appropriato per ciascun caso particolare e conformemente agli articoli da 4 a 11" della direttiva stessa, 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 fattori di cui ai due punti precedenti, considerati nella loro interazione;
- i beni materiali ed il patrimonio culturale.

La direttiva prevede due classi di opere e due tipi di procedure: quelle dell'Allegato I, che "debbono essere per principio sottoposti ad una valutazione sistematica"; quelli dell'Allegato II, che "non hanno necessariamente ripercussioni di rilievo sull'ambiente", e quindi, vengono "sottoposti ad una valutazione qualora gli stati membri ritengano che le loro caratteristiche lo esigano".

Tra i progetti sottoposti alla valutazione di impatto ambientale sono inclusi anche gli impianti di produzione di energia mediante lo sfruttamento del vento.

Il disegno della direttiva è chiaro: essa vuole che prima di avviare a realizzazione opere che possano determinare un impatto ambientale rilevante si proceda:

- ad una valutazione di tale impatto;
- alla presa in considerazione di tale valutazione da parte dell'autorità pubblica che deciderà sull'autorizzazione o meno alla realizzazione dell'opera;
- alla possibilità di esprimersi del pubblico interessato, che va quindi debitamente informato.

La direttiva del 97, diversamente da quanto faceva il testo originario del 1985 prevede che l'impatto ambientale delle opere sia sottoposto non solo ad una "valutazione", ma anche ad una "autorizzazione": ciò fa ritenere che la nuova normativa Comunitaria non configuri più la valutazione di impatto ambientale come un'indagine conoscitiva, ma la innalzi a momento di concreta salvaguardia dell'ambiente.

## **2.2 NORME ITALIANE. NATURA, EFFETTI E CAMPO DI APPLICAZIONE DELLA V.I.A.**

La procedura di Valutazione di Impatto Ambientale è stata introdotta in Italia a seguito dell'emanazione della direttiva CEE 377/85, in base alla quale gli stati membri della Comunità Europea hanno dovuto adeguare la loro legislazione: la direttiva ha sancito il principio secondo il quale per ogni grande opera di trasformazione del territorio è necessario prevedere gli impatti sull'ambiente, naturale ed antropizzato.

Il recepimento della direttiva, avvenuto con la L. 349/86, ed i D.P.C.M. n° 377 del 10 agosto 1988 e del 27 dicembre 1988, ha fatto sì che anche in Italia i grandi progetti venissero sottoposti ad un'attenta e rigorosa analisi per quanto riguarda gli effetti sul territorio e sull'ambiente.

La L. 349/86 "Istituzione del Ministero dell'Ambiente" ha stabilito che l'autorità preposta al rilascio del giudizio di Compatibilità Ambientale, indispensabile per poter realizzare l'opera, fosse proprio il Ministero dell'Ambiente.

La definizione della procedura di Valutazione di Impatto Ambientale (VIA) è avvenuta tramite i due DPCM sopra citati: con il primo si è individuato l'insieme delle opere da sottoporre obbligatoriamente a VIA (sostanzialmente mutuato da quello fornito nell'allegato A della direttiva CEE), con il secondo sono state fissate le norme tecniche che regolano la procedura stessa.

Successivamente, il D.P.R. 12 aprile 1996 “Atto di indirizzo e coordinamento” ha regolato la procedura di VIA anche per altre opere minori, corrispondenti a quelle elencate nella citata direttiva CEE (allegato B), per le quali era stata lasciata libertà di azione ai singoli stati membri: il suddetto D.P.R. delega le Regioni italiane a dotarsi di legislazione specifica per una serie di categorie di opere, elencate all'interno di due allegati (nell'allegato A sono inserite le opere che devono essere necessariamente sottoposte a procedura di VIA, nell'allegato B sono elencate le opere da sottoporre a procedura di Verifica).

Il decreto stabilisce che, per le opere dell'allegato B, deve essere l'autorità competente a verificare e decidere, sulla base degli elementi contenuti nell'allegato D, se l'opera deve essere assoggettata alla procedura di Via.

Sono rilevanti, inoltre, le recenti direttive 96/61/CE e 97/11/CE che probabilmente incideranno notevolmente nel processo di pianificazione di opere pubbliche ed in quello autorizzativo per la loro realizzazione.

La direttiva 96/61/CE (capitolo 2 par.2) sulla prevenzione e riduzione dell'inquinamento integrato (IPCC) è stata recepita con il D. L. del 4 agosto 1999, n° 372 unicamente per gli impianti esistenti (tra cui gli impianti di incenerimento di RSU). Per i nuovi impianti e le modifiche sostanziali agli impianti esistenti bisognerà far riferimento al D.dL 5100.

La direttiva 97/11/CE, ha modificato la 337/85; pur non imponendo nuovi obblighi, amplia gli elenchi dei progetti da sottoporre a VIA.

Le opere comprese nell'allegato I passano da 9 a 20; relativamente alle opere previste dall'allegato II la nuova direttiva introduce una selezione preliminare, viene lasciata libertà agli Stati membri di optare o per un criterio automatico basato su soglie dimensionali oltre le quali scatta la procedura, o un esame caso per caso dei progetti.

A questi principali riferimenti legislativi se ne aggiungono altri, sempre di livello nazionale, volti a regolare specifici aspetti della VIA:

- Circolare del Ministero dell'ambiente 11 agosto 1989, pubblicità degli atti riguardanti la richiesta di pronuncia di compatibilità ambientale di cui all'art.6 della l. 8 luglio 1986; modalità dell'annuncio sui quotidiani
- DPR 27 aprile 1992, regolamentazione delle procedure di compatibilità ambientale e norme tecniche per la redazione degli studi di impatto ambientale e la formulazione del giudizio di compatibilità per gli elettrodotti aerei esterni
- Circolare del Ministero dell'Ambiente 7 ottobre 1996, procedure di valutazione di impatto ambientale.
- Circolare del Ministero dell'Ambiente 8 ottobre 1996, principi e criteri di massima della valutazione di impatto ambientale.

- DPR 3 luglio 1998, termini e modalità dello svolgimento della procedura di valutazione di impatto ambientale per gli interporti di rilevanza nazionale.
- DPR 11 febbraio 1998, disposizioni integrative del DPCM 377/88 in materia di disciplina delle procedure di compatibilità ambientale di cui alla Legge 8 luglio 1986, n. 349, art.6.
- D.Lgs 152/2006 “Norme in materia ambientale” Parte Seconda “Procedure per la Valutazione d’Impatto Ambientale” che entrerà in vigore in data 31.07.2007.
- D.Lgs 16 Gennaio 2008 Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del decreto legislativo 3 aprile 2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.
- Delibera della Giunta Regionale n. 211 del 24/05/2011” Disposizioni in materia di Valutazione d’Impatto Ambientale”
- D.lgs. n. 104/ 2017, pubblicato in G.U. 6 luglio 2017 che apporta significative modifiche alla parte seconda del decreto legislativo 152/06

Il procedimento per la valutazione dell’impatto ambientale è, per la sua propria natura e per la sua configurazione normativa, un mezzo preventivo di tutela dell’ambiente: attraverso il suo espletamento in un momento anteriore all’approvazione del progetto dell’opera è possibile salvaguardare l’interesse pubblico ambientale prima che questo venga lesa, o negando l’autorizzazione a realizzare il progetto o imponendo che sia modificato secondo determinate prescrizioni, intese ad eliminare o a ridurre gli effetti negativi sull’ambiente.

La valutazione di impatto ambientale positiva ha natura di “fatto giuridico permissivo” del proseguimento e della conclusione del procedimento per l’autorizzazione alla realizzazione dell’opera.

Il parere sulla compatibilità ambientale ha invero un’efficacia quasi vincolante, tranne che nelle zone, come nel caso di specie, ritenute “Idonee” ai sensi del D.Lgs 199/2021 art. 20 comma 8.

Nel caso di parere di competenza statale, esso può essere disatteso solo per opere di competenza ministeriale, qualora il Ministro competente non ritenga di uniformarsi e rimetta la questione al Consiglio dei ministri.

Nel caso di parere di competenza regionale i progetti devono essere adeguati agli esiti del giudizio; se si tratta di progetti di iniziativa di autorità pubbliche, il provvedimento definitivo che ne autorizza la realizzazione deve evidenziare adeguatamente la conformità delle scelte seguite al parere di compatibilità ambientale (art. 7, secondo comma, del D.P.R. 12 aprile 1996).

Oggetto della valutazione sono le conseguenze di un’opera sull’ambiente, nella vasta accezione che è stata accolta nel nostro ordinamento in base all’art. 3 della direttiva 337/1985, agli artt. 6 e 18 della legge 349/1986, e all’allegato I del D.P.C.M. del 27 dicembre 1988.

In particolare, secondo tale allegato, lo studio di impatto ambientale di un'opera dovrà considerare oltre alle componenti naturalistiche ed antropiche interessate, anche le interazioni tra queste ed il sistema ambientale preso nella sua globalità.

Le componenti ed i fattori ambientali sono così intesi:

1. atmosfera: qualità dell'aria e caratterizzazione meteorologica;
2. ambiente idrico;
3. suolo e sottosuolo;
4. vegetazione flora e fauna;
5. ecosistemi;
6. salute pubblica;
7. rumori e vibrazioni;
8. radiazioni ionizzanti e non ionizzanti;
9. paesaggio.

L'entrata in vigore del "Codice dell'Ambiente" (D.lgs. n.152 del 3 aprile 2006), concernente disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti ha sostanzialmente riordinato tutta la normativa in campo ambientale definendo un quadro normativo coerente e omogeneo, anche rispetto alle normative europee in vigore. In particolare, in materia di VIA, il testo unico, con le varie modifiche introdotte, ha sempre meglio specificato la differenza tra gli interventi da assoggettare a procedura di VIA Statale e Regionale (dal D.lgs. 4/2008). Ulteriori modifiche vengono apportate in merito alle soglie dei progetti da sottoporre a procedura di assoggettabilità a VIA, introdotte con DM 30/03/2015 sono state emanate *"Linee guida per la verifica di assoggettabilità a valutazione di impatto ambientale dei progetti di competenza delle regioni e province autonome"*. In fine le modifiche più rilevanti al D. Lgs.152/06 sono state introdotte dal Decreto Legislativo 16/06/2017, n. 104 emanato al fine di adeguare la normativa nazionale alla Direttiva n. 2014/52/UE. Fondamentalmente sono state introdotte nuove norme al fine di rendere efficienti le procedure di verifica di assoggettabilità e di Valutazione, inoltre viene meglio disciplinato il ruolo del Ministero dei beni e delle attività culturali e del turismo nel procedimento di VIA. Inoltre, in merito agli impianti eolici, il D.Lgs.n.104/2017 introduce la soglia per cui gli impianti eolici per la produzione di energia elettrica sulla terraferma con potenza complessiva superiore a 30 MW siano sottoposti a VIA statale, per effetto dell'art. 7-bis comma 2 del D.lgs. 152/2006.

### **2.3 V.I.A. PER I PROGETTI DELLA REGIONE CAMPANIA**

La Regione Campania, con l'entrata in vigore della Delibera della Giunta Regionale n. 211 del 24/05/2011 "Disposizioni in materia di Valutazione d'Impatto Ambientale". Approvazione degli "indirizzi operativi e procedurali

per lo svolgimento della valutazione di impatto ambientale in regione Campania, disciplina la procedura per l'impatto Ambientale dei progetti pubblici e privati riguardanti la realizzazione di impianti, opere ed interventi che possano avere rilevante impatto sull'ambiente.

Si tratta a tutti gli effetti di una legge quadro regionale, che in conformità con la normativa nazionale e comunitaria, vuole essere uno strumento strategico e determinante per perseguire rilevanti obiettivi quali:

- l'affermazione della VIA come metodo e come elemento informatore di scelte strategiche a tutela dell'ambiente e della salute pubblica;
- la razionalizzazione e la semplificazione delle procedure;
- la creazione di un unico processo decisionale valutativo ed autorizzativo;
- il coinvolgimento delle autonomie locali;
- la partecipazione attiva dei cittadini al processo decisionale;
- la trasparenza delle procedure.

Così come indicato nei paragrafi precedenti, l'impianto in progetto, di potenza installata pari a 60 MW rientra tra quelli sottoposti a VIA statale, per effetto dell'art. 7-bis comma 2 del D.lgs. 152/2006.

**Il D.lgs. 152/2006 dà disposizioni in materia di Valutazione di Impatto Ambientale, VAS, difesa del suolo, lotta alla desertificazione, tutela delle acque e della qualità dell'aria, gestione dei rifiuti.**

## 3 IMPIANTI

---

### 3.1 ITER AUTORIZZATIVO

L'impianto eolico in progetto è soggetto al rispetto della normativa nazionale, delineata dal D.lgs. 29 dicembre 2003 n° 387 "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", e della normativa regionale, delineata dalla Deliberazione della Giunta Regionale 23 gennaio 2007 n° 35 "Procedimento per il rilascio dell'Autorizzazione Unica ai sensi del D.lgs. 387/2003 e per l'adozione del provvedimento finale di autorizzazione relativa ad impianti alimentati da fonti rinnovabili e delle opere agli stessi connesse, nonché delle infrastrutture indispensabili alla costruzione ed all'esercizio".

Il D.lgs. 387/2003, nel rispetto della disciplina nazionale, comunitaria ed internazionale vigente, nonché nel rispetto dei principi e criteri direttivi stabiliti dall'art. 43 della legge 1-3-2002, n. 39, è finalizzato a:

- a) promuovere un maggior contributo delle fonti energetiche rinnovabili alla produzione di elettricità nel relativo mercato italiano e comunitario;
- b) promuovere misure per il perseguimento degli obiettivi indicativi nazionali di cui all'art. 3, primo comma;
- c) concorrere alla creazione delle basi per un futuro quadro comunitario in materia;
- d) favorire lo sviluppo di impianti di microgenerazione elettrica alimentati da fonti rinnovabili, in particolare per gli impieghi agricoli e per le aree montane.

L'art. 12 del D.lgs. 387/2003, relativo alla "Razionalizzazione e semplificazione delle procedure autorizzative", prevede che:

- Le opere per la realizzazione degli impianti alimentati da fonti rinnovabili, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli stessi impianti, autorizzate ai sensi del terzo comma, sono di pubblica utilità ed indifferibili ed urgenti.
- Restano ferme le procedure di competenza del Ministero dell'interno vigenti per le attività soggette ai controlli di prevenzione incendi.
- La costruzione e l'esercizio degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili, gli interventi di modifica, potenziamento, rifacimento totale o parziale e riattivazione, come definiti dalla normativa vigente, nonché le opere connesse e le infrastrutture indispensabili alla costruzione e all'esercizio degli impianti stessi, sono soggetti ad una Autorizzazione Unica, rilasciata dalla regione o altro soggetto istituzionale delegato dalla regione, nel rispetto delle normative vigenti in materia di tutela dell'ambiente, di tutela del paesaggio e del patrimonio storico-artistico. A tal fine la conferenza dei servizi è convocata dalla regione entro trenta giorni dal ricevimento della domanda di autorizzazione. Resta fermo il pagamento del diritto annuale di cui all'art. 63, commi 3 e 4, del testo unico delle disposizioni legislative concernenti le imposte sulla produzione e sui consumi e relative sanzioni penali e amministrative, di cui al decreto legislativo 26-10-1995, n. 504 , e successive modificazioni.
- L'autorizzazione di cui al comma precedente è rilasciata a seguito di un procedimento unico, al quale partecipano tutte le amministrazioni interessate, svolto nel rispetto dei principi di semplificazione e con le modalità stabilite dalla legge 7-8-1990, n. 241 , e successive modificazioni e integrazioni. Il rilascio dell'autorizzazione costituisce titolo a costruire ed esercire l'impianto in conformità al progetto approvato e deve contenere, in ogni caso, l'obbligo alla rimessa in pristino dello stato dei luoghi a carico del soggetto esercente a seguito della dismissione dell'impianto. Il termine massimo per la conclusione del procedimento di cui al presente comma non può comunque essere superiore a centottanta giorni.

- L'autorizzazione non può essere subordinata né prevedere misure di compensazione a favore delle regioni e delle province.
- Gli impianti di produzione di energia elettrica, di cui all'art. 2, primo comma, lettere b) e c), possono essere ubicati anche in zone classificate agricole dai vigenti piani urbanistici. Nell'ubicazione si dovrà tenere conto delle disposizioni in materia di sostegno nel settore agricolo, con particolare riferimento alla valorizzazione delle tradizioni agroalimentari locali, alla tutela della biodiversità, così come del patrimonio culturale e del paesaggio rurale di cui alla legge 5-3-2001, n. 57, artt. 7 e 8, nonché del decreto legislativo 18-5-2001, n. 228, art. 14.

### **3.2 GENERALITÀ PER LA REALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI**

La prima fase nello sviluppo di un qualsiasi generatore eolico è l'iniziale selezione del sito.

La scelta del sito comporta l'esecuzione di tutta una serie di operazioni fondamentali; la prima è la certificazione anemometrica dell'area, rilasciata da appositi Enti, per verificare i primi dati già censiti sull'area o derivati da modelli matematici a cui segue l'esecuzione dei rilievi anemometrici in situ che, per essere di ampia validità ed utilizzazione, deve rispondere ad alcune caratteristiche minime:

- esecuzione almeno a 10 m da terra;
- registrazioni con campionamenti almeno tri-orari per dieci minuti al fine di avere medie significative con una descrizione di spettro alla Van der Hoven Augusti et al. (1984) e Panofsky & Dutton (1984);
- registrazioni contemporanee di pressione, temperatura ed umidità;
- utilizzazioni di strumenti di diverse caratteristiche in funzione delle situazioni specifiche orografiche e meteo – climatiche;
- oltre allo strumento principale a 10 m di quota si utilizzano altri anemometri a quote di 15 e 30 m per rilevare la velocità alle altezze tipiche degli hub per WTG di media taglia.

Altre operazioni necessarie possono essere così sintetizzate:

1. ricerca bibliografica e letteraria per individuare le descrizioni eventualmente fatte di eventi eolici interessanti o descrizioni sitologiche di primo indirizzo e comunque dati storici registrati;
2. effettuazioni di interviste ai residenti per individuare microscopicamente località d'interesse e valutare le relazioni con l'ambiente;
3. acquisizione dei dati del Servizio Meteorologico Regionale inerenti alle registrazioni effettuate presso le stazioni di rilevamento e mappatura delle stesse;

4. catalogazione secondo la tabella di densità di potenza.

Individuato l'elenco dei siti più promettenti occorre scendere nell'ulteriore dettaglio dell'analisi di qualificazione puntuale con la determinazione della scala ed intensità della turbolenza e degli altri parametri detti e infatti, terminata la qualificazione iniziale, si ricorre alle misure più puntuali ed all'applicazione dei modelli di simulazione che estendano correttamente i risultati delle misure per riportarli al territorio intorno ai luoghi di rilievo.

Per operare una **scelta ottimale del sito** si può poi ricorrere all'inquadramento fornito da Dickenson and Cheremisinoff (eds) (1980) che consiste nei seguenti punti:

1. determinazione della localizzazione, dell'estensione spaziale e dell'intensità della risorsa eolica in una scala opportuna e congruente con l'applicazione e la natura della dipendenza della risorsa dal tempo;
2. determinazione dei parametri specifici della risorsa del sito quali intensità, frequenza, tempo di arrivo e/o di ritorno delle raffiche, parametri dello strato limite, modellazione della turbolenza locale;
3. acquisizione delle informazioni relative all'impatto ambientale legate all'opposizione di sfruttamento dell'energia eolica sul sito;
4. acquisizione delle informazioni relative all'impatto socioeconomico e sul territorio conseguente allo sfruttamento della risorsa sul sito.

Terminata la qualificazione anemologica generalizzata del sito il passo successivo è rappresentato dalla analisi impiantistica con la determinazione del posizionamento reciproco delle macchine che sia il più razionale possibile.

Infine, si deve ricordare che l'impiego di una procedura di acquisizione dei dati del sito basato su un sistema GIS (Geographical Informative System), collegato opportunamente con un sistema di analisi sitologica del tipo di quelli già menzionati, può servire a dare una rappresentazione 3 – D della risorsa (Andolina & Cingotti 1996 e Andolina & Magri 1997) e per quanto detto in precedenza potrebbe essere particolarmente utile il nuovo codice WINDS.

### **3.3 TIPOLOGIE DI IMPIANTI EOLICI**

La bassa densità dell'energia eolica per unità di superficie di territorio comporta la necessità di procedere all'installazione di più macchine per lo sfruttamento della risorsa disponibile.

L'esempio più tipico di un impianto eolico è rappresentato dalla wind farm (cluster di più aerogeneratori disposti variamente sul territorio, ma collegati ad un'unica linea che li raccorda alla rete locale o nazionale).

La concezione della wind farm è legata allo sfruttamento della risorsa eolica e deve commisurarsi ad alcuni concetti base: risorsa accessibile, tecnicamente ed economicamente sfruttabile.

Ma soprattutto deve strutturarsi sulla base delle esigenze dell'utenza cui si riferisce.

Gli impianti si suddividono sostanzialmente nelle seguenti tipologie:

1. Isolati
2. in Cluster (in genere collegati alla rete di potenza o ad una rete locale con sistemi diesel);
3. Combinati o integrati

### **3.4 CLASSIFICAZIONE E TIPOLOGIE DELLE MACCHINE EOLICHE**

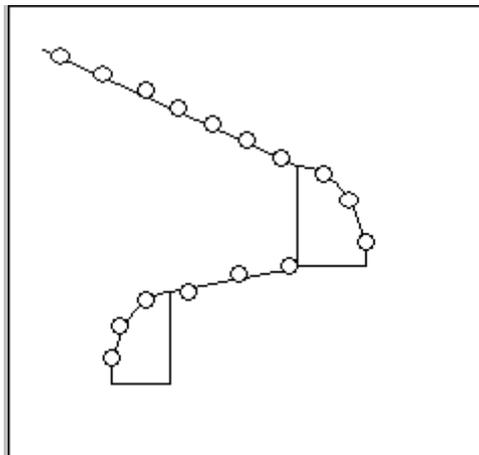
Le macchine in questione sono classificabili in diversa maniera e cioè in funzione della tipologia di energia sfruttata, della posizione dell'asse di rotazione, della taglia di potenza, del numero di pale etc.

Dall'esame di diversi esempi di parchi eolici, diversi per disposizione delle macchine e per densità di popolazione del cluster delle stesse, risulta un gran numero di tipologie possibili che, tuttavia, possono raggrupparsi in un insieme discreto di cui quelle che seguono sono le principali componenti:

1. disposizione su reticolo quadrato o romboidale;
2. disposizione su una unica fila;
3. disposizione su file parallele;
4. disposizione su file incrociate (croce di S. Andrea);
5. disposizione risultante della combinazione e sovrapposizione delle precedenti tipologie;
6. apparentemente casuale.

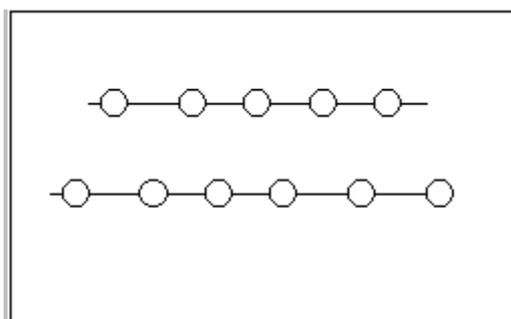
La prima tipologia è caratteristica delle installazioni più vecchie (specie in USA), mentre l'ultima è caratterizzata da disposizione in pianta secondo linee e figure molto articolate e si presta alle installazioni in ambiente "complex terrain".

La seconda tipologia si presta all'utilizzazione per la produzione di energia elettrica da riversare in rete. La maggior parte degli aerogeneratori attualmente impiegati sono del tipo di asse orizzontale (HAWT).



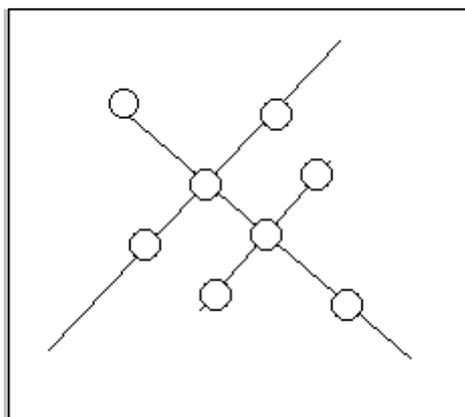
Wind Farm di Zeebrugge

Tipologia "B" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



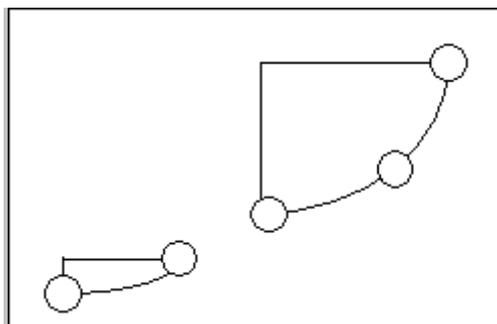
Wind Farm di Vindeby ("C")

Tipologia "C" con linea portante rettilinea a tratti raccordati



*Disposizione dei WTG detta di "pine-tree array" (Alta Nurra)*

*Tipologia "E" ("C" con sovrapposizione di "D")*



*Wind Farm di Masnedo*

*Tipologia "F" apparentemente casuale*

Il funzionamento delle macchine dipende dalla distribuzione di pressione che si crea intorno al profilo della sezione e che genera un sistema di forze riconducibile ad una portanza aerodinamica, una resistenza aerodinamica e ad un momento.

Queste forze hanno una distribuzione lungo la lunghezza della pala e, per effetto della rotazione che ricrea, si rende disponibile all'asse della macchina, rotante ad un certo valore di velocità, una coppia e quindi del lavoro utile che attraverso un albero ed un cambio di velocità si trasferisce al generatore elettrico.

L'energia da questi prodotta viene avviata a terra dove esiste una cabina di trasformazione che da una corrente a tensione di circa 600-700 V la eleva fino a 20.000 V (MT o media tensione) e da qui si avvia l'energia alla sottostazione di collegamento alle reti di ordine superiore.

I cavi di trasporto sono in genere interrati al fine di diminuire l'impatto visivo sul sito e diminuire anche le interferenze con le torri delle macchine. Nel dettaglio delle parti risulta la seguente descrizione.

Le pale della macchina sono fissate su un mozzo, e nell'insieme costituiscono il rotore; il mozzo, a sua volta, è collegato a un primo albero, detto albero lento, che ruota alla stessa velocità angolare del rotore. L'albero lento è collegato a un moltiplicatore di giri, da cui si diparte un albero veloce, che ruota con velocità angolare data da quella dell'albero lento per il rapporto di moltiplicazione del cambio di velocità.

Sull'albero veloce è posizionato un freno, a valle del quale si trova il generatore elettrico, da cui si dipartono i cavi elettrici di potenza.

Nella maggior parte delle macchine tutti i componenti sopra menzionati, ad eccezione naturalmente del rotore e del mozzo, sono ubicati in una cabina, detta navicella la quale, a sua volta, è posizionata su un supporto cuscinetto (ralla di base), in maniera da essere facilmente orientata a seconda della direzione del vento.

Oltre ai componenti su elencati, vi è un sistema di controllo.

Il controllo dell'orientamento della navicella è detto controllo dell'imbardata e serve ad allineare la macchina rispetto alla direzione del vento, ma può essere anche utilizzato per il controllo della potenza. L'avviamento della macchina si verifica allorché la velocità del vento abbia raggiunto il valore di *cut in* mentre, la fermata della macchina si verifica quando il vento raggiunge la velocità di *cut out*. In questo caso dopo aver disposto il rotore in bandiera, il controllo dell'imbardata procede a *disallineare la macchina rispetto al vento* ponendola in modo da non aver interferenza alcuna con esso.

L'intera navicella è posizionata su una torre che può essere, come anticipato, di diverse tipologie.

Al fine di completare l'exkursus sulle macchine eoliche, vale la pena di elencare le componenti dell'aerogeneratore:

1. sistema "torre e fondazione" o struttura di sostegno;
2. sistema "Navicella" o struttura di alloggiamento o contenimento;
3. sottosistema di orientamento;
4. sottosistema di protezione esterna;
5. sistema "Rotore";
6. sottosistemi del rotore;
  - il moltiplicatore di giri;
  - il generatore elettrico;
  - il sottosistema di regolazione;
  - il sistema di attuazione;
  - il freno
7. sistema di controllo della macchina;
8. sistema connessione alla rete o sistema di collegamento.

### **3.5 ENERGIA PRODUCIBILE DA UNA MACCHINA EOLICA**

La producibilità di un aerogeneratore dipende dall'area del rotore e dalla efficienza aerodinamica dello stesso.

Importante è la disponibilità della fonte e quella della stessa macchina. Siti ottimali garantiscono intorno a 100 giorni di vento/anno (circa 2400 h/anno). Buone macchine consentono di avere una disponibilità dell'ordine di almeno il 95%.

In via prioritaria la producibilità di un aerogeneratore è caratterizzata dalla curva di potenza, che esprime la potenza elettrica che la macchina rende disponibile al variare della velocità del vento.

Si definisce come velocità del vento di avviamento (start-up) la minima velocità alla quale la macchina inizia a ruotare mentre si definisce velocità del vento di inserimento o di generazione (cut-in) la minima velocità per cui l'aerogeneratore inizia ad erogare energia.

La velocità del vento nominale (rated) è in genere la minima velocità del vento che dà la potenza corrispondente al massimo rendimento aerodinamico del rotore (potenza nominale).

La velocità del vento di fuori servizio (o distacco cut-out) è la velocità alla quale la macchina viene messa fuori servizio, provocando l'intervento delle protezioni contro le sovrelongità.

Infine, la velocità del vento al limite della resistenza è la massima velocità che una macchina può sopportare senza danno.

Da  $v_m$  a  $v_n$  l'aerogeneratore produce energia e la potenza resa cresce al crescere della velocità del vento. La potenza cresce fino alla velocità nominale (rated) e poi si mantiene costante fino alla velocità di fuori servizio (cut-out). Per ragioni di sicurezza a partire dalla velocità nominale la turbina si regola automaticamente.

L'aerogeneratore continua a fornire la potenza nominale nell'intervallo di velocità rated cut-out servendosi dei suoi meccanismi di controllo. L'aerogeneratore si avvicinerà più o meno al valore della potenza nominale in funzione della tipologia della turbina: passo fisso, passo variabile, velocità variabile, basculante, etc.

### **3.6 UTILIZZAZIONE DELL'ENERGIA EOLICA PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA**

La produzione di energia elettrica può avvenire sotto due forme: l'impianto eolico viene direttamente collegato alla rete di distribuzione dell'energia, e deve quindi generare corrente alternata alla frequenza di 50 Hz, ovvero può alimentare degli impianti isolati direttamente o per mezzo di batterie di accumulatori, in integrazione con eventuali altri sistemi a maggior disponibilità.

Nel primo caso si tratta di generatori di taglia media e grande. Allo stato attuale se ne stanno installando diversi con una potenza nominale anche di 3 e 5 MW.

I sistemi eolici per grandi reti elettriche costituiscono l'argomento principale dello sviluppo delle tecnologie eoliche.

La produzione di energia da fonte eolica per alimentare le grandi reti dei paesi industrializzati è l'applicazione a cui si guarda con maggiore interesse, perché è l'unica potenzialmente in grado di fornire un contributo significativo alla produzione di energia elettrica nazionale, abbassando i costi e riducendo la dipendenza dai combustibili fossili, con un sensibile miglioramento della qualità d'aria.

Nei paesi industrializzati il servizio elettrico è fornito da una rete a maglie fittissime, alimentate da centrali di vario tipo (idroelettriche, termoelettriche, elettronucleari) con potenze unitarie che vanno da centinaia fino a migliaia di megawatt.

Le Wind Farm possono partecipare a pieno titolo, con una quota significativa, alla produzione di energia elettrica. L'estensione capillare consente alle grandi reti nazionali di accettare l'energia prodotta da centrali eoliche dislocate in quasi tutte le aree che hanno un regime dei venti favorevole.

L'inserimento dell'energia del vento nel sistema elettrico nazionale può avvenire in due modi diversi: produzione da parte di privati oppure da parte dell'Ente Gestore di Rete (produzione diretta).

L'utenza privata può installare piccoli gruppi o anche singoli aerogeneratori per contribuire a soddisfare la domanda di energia di abitazioni e aziende.

La tipica discontinuità della fonte la rende *integrativa*, ma non sostitutiva dell'energia fornita dalla rete.

Gli aerogeneratori possono essere o medio –piccoli (qualche decina di kW) o anche dell'ordine delle centinaia di kW e possono essere collegati alla rete di distribuzione a media e bassa tensione, eventualmente attraverso una stazione di trasformazione.

In linea di principio l'utente può stipulare con la società elettrica un contratto che prevede l'acquisto, da parte di quest'ultima, dell'energia che egli eventualmente produce in eccesso quando il vento è favorevole.

Nella produzione diretta è la stessa società elettrica che dà vita a proprie centrali eoliche con decine o centinaia di unità collegate a stazioni di trasformazione che convogliano l'energia prodotta direttamente nella rete ad alta tensione.

Gli aerogeneratori sono in questo caso di dimensioni medie e grandi.

## 4 ANALISI DELLE ALTERNATIVE AL PROGETTO

---

La redazione progettuale di un impianto eolico è costituita dall'identificazione del sito di interesse e da una valutazione tecnica di dettaglio, che comprenda il puntuale monitoraggio della ventosità del sito, la valutazione dei vincoli progettuali, specialmente sotto il profilo ambientale, anche in termini di conformità alle norme, procedure e linee guida regionali applicabili, nonché da valutazioni più propriamente di carattere tecnico-operativo e gestionale conseguenti alle favorevoli condizioni anemologiche ed infrastrutturali del settore di intervento.

Tale processo porta all'individuazione di una serie di opzioni progettuali, che includano alternative per layout e tracciati, dimensioni e taglie degli aerogeneratori da insediare.

Si fa rilevare che la società **Società Edison Rinnovabili S.p.A.**, ai fini di una generazione distribuita e bilanciata sul territorio in termini ambientali e socioeconomici, ritiene che gli impianti eolici debbano essere realizzati con un adeguato numero di aerogeneratori, in relazione alle disponibilità del territorio interessato dall'iniziativa.

Sulla base dell'esperienza maturata nello specifico settore, dell'approfondita conoscenza del territorio e delle sue potenzialità anemologiche, **Edison Rinnovabili S.p.A.**, ha individuato, nel territorio regionale, alcuni siti idonei per la realizzazione di impianti eolici che intende progettare e realizzare ponendo la dovuta attenzione al paesaggio e all'ambiente.

In particolare, il parco eolico da installarsi nel comune di Foiano di Val Fortore (BN) è stato studiato ed ottimizzato per la realizzazione di un impianto composto da n. 10 aerogeneratori di 6,60 MW di potenza unitaria, per una potenza complessiva pari di 66 MW.

Alternativa zero La prima opzione, ovvero l'alternativa zero, è quella della non realizzazione dell'impianto, ovvero quella di non produrre energia elettrica da fonte rinnovabile.

È ragionevolmente ipotizzabile che in assenza dell'intervento proposto, a fronte della conservazione dell'attuale quadro ambientale di sfondo, si rinuncerà all'opportunità incrementare lo sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili, con conseguente perdita dei benefici socioeconomici e ambientali sottesi dall'intervento determinando quindi la mancata opportunità di risparmiare un quantitativo considerevole di emissioni di inquinanti ( in particolare modo di diossido di carbonio) per la produzione della stessa quantità di energia elettrica, che in modo alternativo e vista la sempre crescente richiesta di energia, sarebbe prodotta da fonti non rinnovabili (combustibili fossili).

Per calcolare il contributo in termini di risparmio di emissioni di CO<sub>2</sub> di un kWh eolico sono stati utilizzati i parametri e le stime della lea: per ogni chilowattora prodotto da eolico il risparmio di CO<sub>2</sub> è pari a circa 531 g.

In modo particolare, poiché la producibilità dell'impianto è pari a 66000 kWh a fronte della produzione attuale in cui ci sono 47 pale che producono 33,2 MW quindi l'incremento di produzione è di 32,8 MW quindi la produzione di CO<sub>2</sub> risparmiata  $32.800 \times 2950 \text{ h eq} = 97.940.000 \text{ kWh}$ :

$$97.940.000 \text{ kWh} \times 0,531 \times 10^{-3} \frac{\text{T}}{\text{kWh}} = 52.006 \text{ tonn}$$

La non realizzazione dell'impianto di revamping risulta in contrasto con gli obiettivi che il nostro Paese è intenzionato a raggiungere in relazione all'accordo siglato dalla conferenza sul clima di Parigi (COP21) del dicembre 2015, oltre a quelli previsti dal piano sulla Strategia Energetica Nazionale del 2017, che prevede tra l'altro una progressiva de-carbonizzazione al 2030, e la relativa dismissione delle centrali termoelettriche alimentate a carbone sul territorio nazionale, e conseguente incremento della produzione da fonte rinnovabile.

Tale incremento deve tener conto anche del progressivo incremento della domanda di energia elettrica, come emersa dal report trimestrale dell'Enea "Analisi trimestrale del sistema energetico italiano" relativo al II trimestre 2018, dalla quale si evince che in riferimento ai primi sei mesi dell'anno 2018 la domanda elettrica risulta complessivamente in aumento rispetto allo stesso periodo 2017, di circa 1,2 TWh (+0,8%).

Nel trimestre di analisi, a fronte di una domanda sostanzialmente stabile sui livelli 2017 (-0,2 TWh), il saldo import-export è aumentato di circa 1,2 TWh (+13%) rispetto allo stesso trimestre dell'anno precedente.

L'aumento dell'import risulta quindi in contrasto con gli obiettivi di Strategia Energetica Nazionale del 2017, che prevedono invece una sostanziale riduzione della dipendenza energetica dall'estero dal 76% del 2015 al 64% del 2030.

La non realizzazione dell'opera comporta anche effetti in termini di occupazione, necessaria alla costruzione dell'impianto, ma anche legata alla manutenzione e alla sua conduzione in fase di esercizio, oltre che alla fase di dismissione. Dal punto di vista occupazionale si rinunciarebbe tra l'altro alla possibilità di creare nuove figure professionali legate alla gestione tecnica del parco eolico nella fase di esercizio.

Inoltre, gli aerogeneratori di grossa taglia e di ultima generazione, proposti in progetto, permettono di sfruttare al meglio la risorsa vento presente nell'area, così da rendere produttivo l'investimento.

In definitiva, la non realizzazione dell'opera e quindi il mantenimento dello stato attuale significherebbe rinunciare a tutti i vantaggi e le opportunità esposti in precedenza e che hanno risvolti sia livello locale ma anche nazionale e sovra-nazionale. In particolare, si rinunciarebbe a evidenti vantaggi dal punto di vista occupazionale, energetico e ambientale (in termini di riduzione delle emissioni di gas serra) a fronte di impatti accettabili e completamente reversibili.

#### **4.1 ALTERNATIVE TECNOLOGICHE**

Di seguito vengono analizzate le alternative legate all'utilizzo di tecnologie diverse da quella scelta per la realizzazione dell'impianto in progetto, ma che garantiscono la produzione da fonte rinnovabile, ovvero basate sull'utilizzo di aerogeneratori di media taglia o l'utilizzo di altri sistemi di produzione da fonte rinnovabile quale ovvero quella fonte solare.

#### 4.1.1 ALTERNATIVA TRAMITE L'UTILIZZO DI AEROGENERATORI DI MEDIA TAGLIA

L'alternativa presa in esame si basa sull'utilizzo di aerogeneratori di taglia media rispetto a quelle in progetto a parità di potenza installata che si ricorda essere di 66 MW.

Dal punto di vista dimensionale gli aerogeneratori si possono suddividere in:

- Aerogeneratori di media-grande taglia, con potenza compresa tra 1 e 4 MW, diametro del rotore superiore a 80 m, altezza del mozzo variabile tra 80 e 150 m;
- Aerogeneratori media taglia, con potenza compresa nell'intervallo 200 kW -1 MW, diametro del rotore da 25 a 60 m, altezza del mozzo variabile tra 35 e 60 m;
- Aerogeneratori piccola taglia, con potenza compresa nel' intervallo 5-200 kW, diametro del rotore da 3 a 25 m, altezza del mozzo variabile tra 10 e 35 m

Escludendo le macchine di piccola taglia, le cui caratteristiche e peculiarità fanno sì che esse vengano usate per utenze piccole e isolate, di scarsa efficienza e determinano una significativa occupazione di suolo rispetto a Watt prodotto, tenendo conto che sarebbero necessari circa 145 macchine per ottenere la stessa potenza installata con un elevatissimo consumo di suolo, si preferisce analizzare l'alternativa caratterizzata dall'utilizzo di macchine di media taglia.

Considerando invece aerogeneratori di media taglia, la cui dimensione commerciale può frequentemente utilizzata è pari a 600 kW, si verifica facilmente che sarebbero necessari almeno 110 macchine per ottenere la stessa potenza installata, rispetto agli 10 aerogeneratori in progetto, con notevole consumo di suolo e alterazione del paesaggio.

L'utilizzo di questa tecnologia comporterebbe:

1. A parità di potenza installata, la producibilità sarebbe ugualmente inferiore, poiché l'energia prodotta sarebbe comunque minore, poiché queste macchine hanno una efficienza sicuramente inferiore alle macchine di grande taglia;

Un numero maggiore di aerogeneratori comporta un maggiore consumo di suolo, legato alla realizzazione della maggiore viabilità di accesso, del numero di piazzole e conseguente maggior disturbo della flora e della fauna, del consumo di suolo agricolo;

- 1) un maggiore possibilità di coinvolgimento di recettori sensibili legati al rumore prodotto dovuto ad un più elevato utilizzo di numero di macchine;
- 2) un maggior impatto visivo dovuto al così detto effetto selva;
- 3) maggiori impatti in fase di costruzione e dismissione dell'impianto.

Pertanto, alla luce di quanto esposto l'utilizzo di aerogeneratori di media taglia comporterebbe una producibilità minore ma con impatti maggiori sia dal punto di vista paesaggistico che ambientale.

#### **4.1.2 ALTERNATIVA TRAMITE L'UTILIZZO UN IMPIANTO FOTOVOLTAICO**

I vantaggi ottenibili tramite l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, in merito alla riduzione delle emissioni inquinanti di gas serra, possono essere ottenuti tramite l'utilizzo di un impianto fotovoltaico.

A parità di potenza installata (66 MW), l'impianto eolico ha una produzione di almeno 194,5 GWh/anno, l'impianto fotovoltaico non supera i 129 GWh/anno, mentre i costi i due impianti sostanzialmente si equivalgono.

Considerando inoltre che per l'istallazione di un MW di fotovoltaico si rendono necessari circa 2 ettari di terreno, per installare un impianto fotovoltaico della stessa potenza dell'impianto eolico in progetto sarebbe necessario occupare circa 58 ettari, con un elevatissimo consumo di suolo.

In conclusione, la realizzazione di un impianto fotovoltaico equivalente in termini di potenza installata comporterebbe:

- un elevato consumo di suolo, considerando che sarebbero necessari circa 132 ettari per un impianto fotovoltaico a fronte di circa 2,4 ettari;
- un elevato impatto visivo, almeno nelle aree limitrofe all'impianto;
- Un impatto sulla flora e fauna dovuto ad un impianto fotovoltaico di estensione così rilevante, sicuramente impatto inferiore rispetto a un impianto fotovoltaico.

Alla luce di quanto fin ora esposto si rileva come la realizzazione di un parco eolico comporti meno impatti negativi rispetto ad un equivalente impianto fotovoltaico, sia dal punto di vista ambientale che rispetto ai vantaggi economici che esso può fornire.

#### **4.2 ALTERNATIVA LOCALIZZATIVA**

Dal punto di vista localizzativo, l'area interessata dall'intervento presenta alcune peculiarità di cui si è tenuto conto nella scelta dell'assetto dell'area di intervento:

- 1) Gli aerogeneratori distano almeno 400 m da edifici rurali abitati
- 2) Non ha interazioni dirette con le componenti tutelate dal Piano Paesaggistico
- 3) L'area presenta caratteristiche anemologiche idonee alla realizzazione dell'impianto
- 4) Gli aerogeneratori sono sufficientemente lontani (almeno 300 m) da strade statali e provinciali

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

#### 4.3 STUDIO DEL LAYOUT DI IMPIANTO

La definizione del layout di impianto si è basato sul rispetto di criteri che hanno guidato l'analisi progettuale sono orientati al fine di minimizzare il disturbo ambientale dell'opera e si distinguono in:

- Criteri di localizzazione;
- Criteri strutturali.

I criteri di localizzazione del sito hanno guidato la scelta tra varie aree disponibili in località diverse del comune. Le componenti che hanno influito maggiormente sulla scelta effettuata sono state:

- verifica della presenza di risorsa eolica economicamente sfruttabile;
- basso impatto visivo;
- esclusione di aree di elevato pregio naturalistico;
- viabilità opportunamente sviluppata in modo da ridurre al minimo gli interventi su di essa;
- vicinanza di linee elettriche per ridurre al minimo le esigenze di realizzazione di elettrodotti;
- esclusione di aree vincolate da strumenti pianificatori territoriali o di settore.

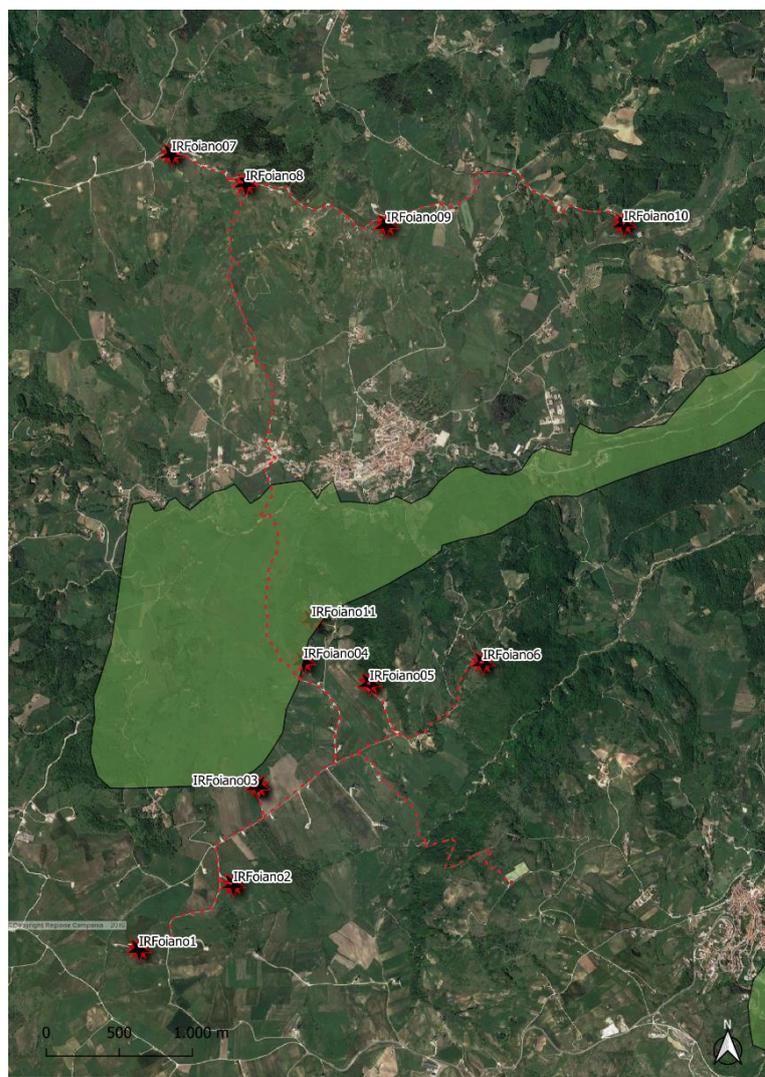
I **Criteri strutturali** che hanno condotto all'ottimizzazione della disposizione delle macchine, delle opere e degli impianti al fine di ottenere la migliore resa energetica compatibilmente con il minimo disturbo ambientale sono stati:

- Disposizione degli aerogeneratori in prossimità di tracciati stradali già esistenti che richiedono interventi minimi o nulli, al fine di evitare in parte o del tutto l'apertura di nuove strade;
- Scelta dei punti di collocazione per le macchine, gli impianti e le opere civili in aree non coperte da vegetazione o dove essa è più rada o meno pregiata;
- Distanza da fabbricati maggiore di 400 m;
- Condizioni morfologiche favorevoli per minimizzare gli interventi sul suolo, escludendo le pendenze elevate (max 5-10%); sarà mantenuta una adeguata distanza tra le macchine e scarpate ed effluvi;
- Soluzioni progettuali a basso impatto quali sezioni stradali realizzate in massciata tipo con finitura in ghiaietto stabilizzato o similare;

- Percorso per le vie cavo interrato adiacente al tracciato della viabilità interna per esigenze di minor disturbo ambientale, ad una profondità minima di 1,0 m.

La definizione del layout ha tenuto conto della pianificazione urbanistica e territoriale dell'area in relazione agli strumenti in vigore, oltre che alla normativa in materia di impianti da fonti energetiche rinnovabili. In particolare, la definizione del posizionamento delle torri ha tenuto conto delle direttive della Delibera della Giunta Regionale n. 211 del 24/05/2011 "Disposizioni in materia di Valutazione d'Impatto Ambientale". Approvazione degli "indirizzi operativi e procedurali per lo svolgimento della valutazione di impatto ambientale in regione Campania". In merito al riposizionamento delle torri, al fine di evitare il cosiddetto effetto selva, è stata rispettata la distanza minima tra gli aerogeneratori di 3-5 diametri sulla stessa fila e 5-7 diametri su file parallele.

Dallo studio è scaturito una prima ipotesi di impianto, composta da 11 aerogeneratori.



*Figura 23 - Ipotesi di layout a 11 aerogeneratori - analisi vincolistica*

Da una più approfondita analisi, che ha tenuto conto delle aree non idonee, in relazione alla definizione del tracciato dei cavidotti di connessione e della viabilità di servizio, si è preferito effettuare micro-spostamenti delle torri e ridurre il parco a n.10 torri al fine di ridurre ogni possibile impatto e soprattutto al fine di limitare le interferenze con “Oasi di protezione naturale” presente nell’area di intervento, approvata con decreto del Presidente della Giunta Regionale n. 609 del 10 maggio 1974. Il layout così definito e composto da 10 aerogeneratori risulta coerente rispetto alla normativa, rimanendo al di fuori dalle aree non idonee segue la D.G.R. n. 211 del 24/5/2011”Indirizzi Operativi e Procedurali per lo svolgimento della Valutazione di Impatto Ambientale in Regione Campania”, inoltre il nuovo layout tiene conto delle caratteristiche orografiche del terreno e risulta appropriato sotto l’aspetto percettivo, vincolistico, ambientale e produttivo, riducendo le intersezioni con il reticolo idrografico dei cavidotti e della viabilità di servizio. Il layout così definito garantisce una distanza minima tra aerogeneratori, superiore alla distanza pari a 3 volte il diametro del rotore rispetto ad una linea perpendicolare alla direzione principale del vento e superiore alla distanza di 5 volte il diametro del rotore rispetto ad una linea parallela alla direzione principale del vento, riducendo non solo l’effetto selva ma anche possibili disturbi dovuti a distacchi di vortici, turbolenze, ecc.

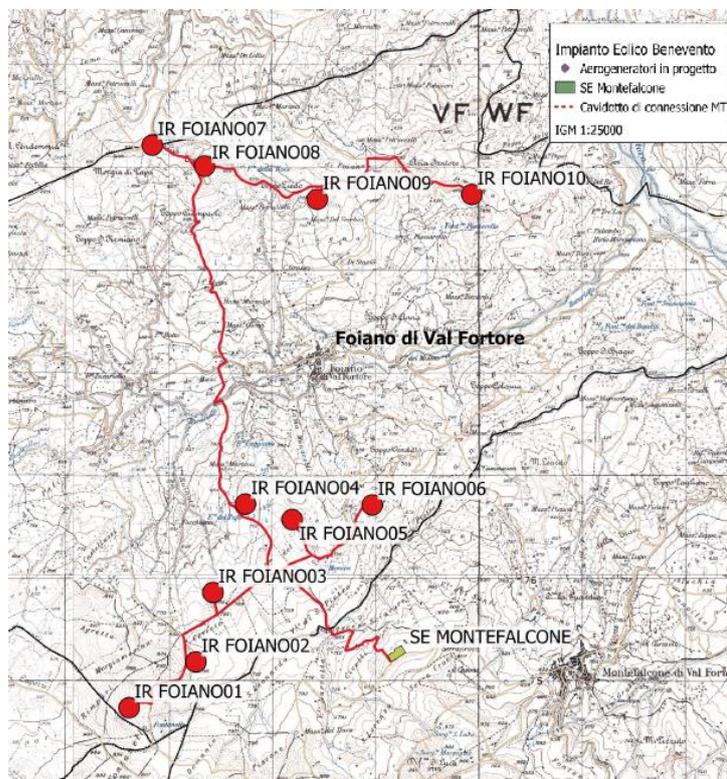


Figura 25 - layout impianto a n.10 aerogeneratori

## 5 CARATTERISTICHE E LOCALIZZAZIONE DELL'IMPIANTO EOLICO

### 5.1 LOCALIZZAZIONE TERRITORIALE DELL'IMPIANTO

Gli aerogeneratori saranno ubicati tutti nel Comune di Foiano di Val Fortore (BN); parte del cavidotto interrato attraverserà il comune di Montefalcone di Val Fortone (BN), per arrivare nell'area della Sottostazione Elettrica di Utente, ubicata in prossimità S.E.Terna di Montefalcone.

Le aree d'impianto saranno servite per la maggior parte dalla viabilità esistente: in prevalenza strade comunali, strade interpoderali e sterrate. Inoltre si prevederà l'adeguamento di strade esistenti e la realizzazione di nuovi tratti di passaggio ove fosse necessario.

Il cavidotto nella sua complessità avrà una lunghezza di circa 18 km. Si riporta di seguito lo stralcio dell'inquadramento su base ortofoto.

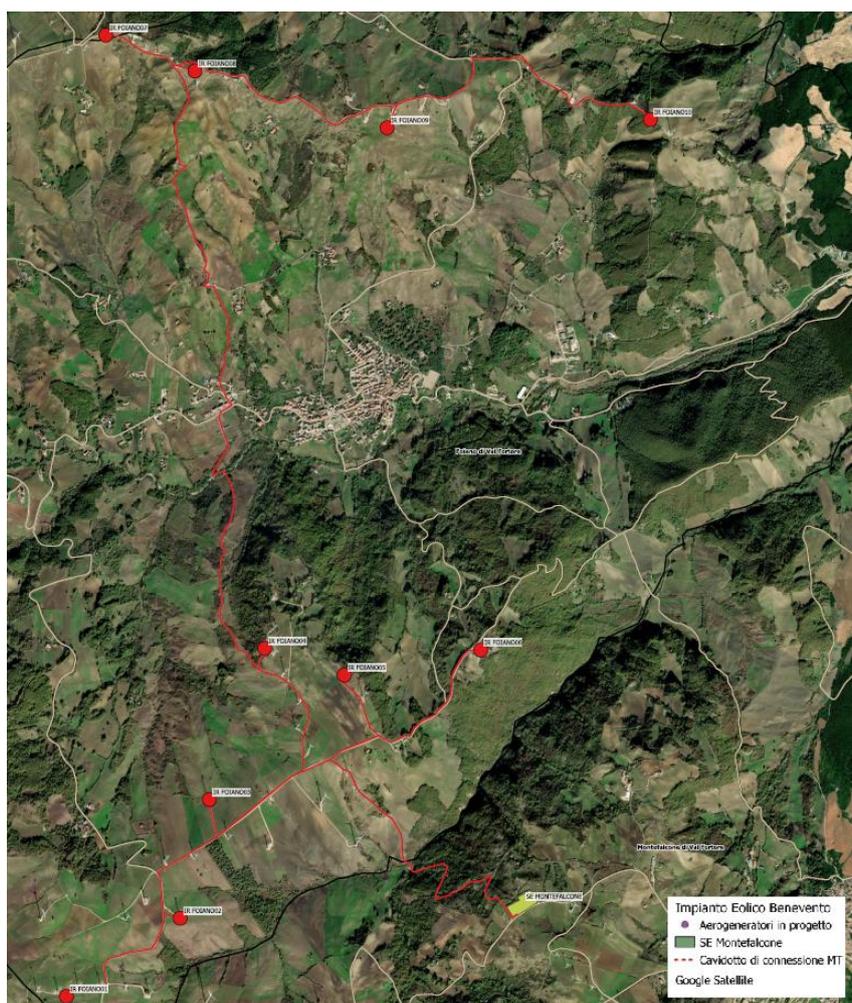


Figura 26 Inquadramento su ortofoto; gli aerogeneratori (WTG) sono indicati con i codici: IR Foiano 01-02-03-04-05-06-07-08-09-10

Le turbine sono identificate ai seguenti estremi catastali:

| <b>Turbina</b> | <b>Comune</b>    | <b>Foglio</b> | <b>Particella</b> |
|----------------|------------------|---------------|-------------------|
| WTG 01         | Val Fortore (BN) | 41            | 84                |
| WTG 02         | Val Fortore (BN) | 40            | 95                |
| WTG 03         | Val Fortore (BN) | 38            | 86                |
| WTG 04         | Val Fortore (BN) | 30            | 412               |
| WTG 05         | Val Fortore (BN) | 30            | 497               |
|                |                  | 39            | 31                |
| WTG 06         | Val Fortore (BN) | 35            | 189               |
| WTG 07         | Val Fortore (BN) | 8             | 77                |
| WTG 08         | Val Fortore (BN) | 9             | 223               |
| WTG 09         | Val Fortore (BN) | 10            | 290               |
| WTG 10         | Val Fortore (BN) | 11            | 163               |

La sottostazione RTN 20-30/150 kV è invece localizzabile alle seguenti coordinate: 41°19'35.66"N 14°59'20.45"E, identificabile a livello catastale al Foglio 14 Particella 217 del Comune di Montefalcone di Val Fortore (BN).

Il parco eolico è prossimo alla seguente rete stradale :

- SS 369 Appulo Fortorina;
- SP 30 Sotto Castiglione - Località Cubante - SS 7;
- SP 45 Montefalcone - SS 90 bis

Il parco dista circa 1,3 km dal comune di Foiano di Val Fortore, circa 3,0 km dal comune di Montefalcone di Val Fortore e circa 3,0 Km da Baselice.

Nell'area sono rilevabili le seguenti masserie:

- Masseria Petruccelli (distante circa 600 m da IR 09)
- Masseria Marsullo (distante circa 1130 m da IR10)
- Masseria Del Duca (distante circa 1250 m da IR02)
- Masseria Martucci (distante circa 400 m da IR 04)

L'area di studio, così come evidenziato dagli elaborati cartografici, è situata in un contesto generale con quote topografiche che in generale si aggirano tra 665 ai 925 m.s.l.m..

I rilievi montuosi della zona dei "Flysch" raggiungono quote intorno a 940 metri s.l.m.,

Poiché i sedimenti danno origine a rilievi essenzialmente argillosi, la morfologia è dolce e i fianchi delle colline scendono con moderato pendio. Solo la sommità di alcune alture si mostra aspra e scoscesa in corrispondenza di limitati affioramenti di calcari, breccie e arenarie mediamente compatte.

L'impianto eolico verrà realizzato in aree agricole, adibite principalmente a seminativo, prive di elementi di naturalità quali elementi arborei o arbustivi e comunque da vegetazione spontanea. L'adeguamento delle strade o la loro nuova realizzazione non prevede l'espianto di alberi o la modifica di eventuali muretti a secco.

L'impianto eolico previsto è costituito da 10 aerogeneratori di potenza nominale pari a 6600 KW ciascuno.

L'area complessiva del Parco Eolico è di circa 1 Km<sup>2</sup>, mentre l'area effettivamente occupata da strade, piazzali e sottostazione di consegna alla rete TERNA è di circa 2,0 ettari (poco più dell'2% dell'area complessiva dell'impianto).

La potenza elettrica nominale sviluppabile dall'Impianto Eolico sarà quindi pari a circa 66 MWe.

L'area non risulta gravata da vincoli.

## **5.2 VINCOLI AL POSIZIONAMENTO DEGLI AEROGENERATORI**

In questa fase progettuale è stato necessario individuare la posizione esatta degli aerogeneratori. In tal senso sono stati considerati i vincoli presenti sul territorio, e la necessità di minimizzare l'impatto sull'ambiente circostante.

Sono stati considerati i seguenti vincoli:

- 1) Distanze minime da abitati, servizi e corsi fluviali
  - distanza dalle abitazioni;
  - distanza dalle strade;
  - distanza dai sottoservizi.
- 2) Disposizione degli aerogeneratori per un corretto funzionamento
- 3) disposizione degli aerogeneratori rispetto alla direzione del vento
- 4) distanza tra gli aerogeneratori (interferenza di scia con perdita d'efficienza);

### 5.2.1 *DISTANZA DALLE ABITAZIONI*

Per evitare problemi legati al rumore connesso al funzionamento dell'impianto ed ai campi magnetici legati al trasporto della corrente elettrica prodotta, la progettazione dell'impianto è stata effettuata in modo da risultare opportunamente distante dalle abitazioni.

Va sottolineato che per quel che concerne l'impatto acustico, il dato relativo alla distanza turbina/casa non è significativo se considerato in valore assoluto: quel che conta è il rispetto delle normative vigenti in merito alla emissione ed immissione di rumore.

### 5.2.2 *DISTANZA DALLE STRADE*

Relativamente a questo vincolo tutti gli aerogeneratori sono ubicati ad una distanza superiore ai 250 metri da tutte le strade statali e provinciali presenti nella zona.

### 5.2.3 *DISTANZA DI RISPETTO SOTTOSERVIZI*

Sono stati effettuati dei sopralluoghi in modo da poter verificare la posizione dei sottoservizi.

L'area del parco non è interessata direttamente da attraversamenti tecnici di sorta.

Sulla base della cartografia reperita dagli Enti gestori delle principali reti e sottoservizi esistenti, della modalità stabilita per la connessione alla rete e del punto di consegna è stato possibile delineare il tracciato della rete elettrica del parco eolico ed è stato possibile individuare le zone di potenziale intersezione tra questi ultimi e la soluzione proposta per l'elettrodotto.

Lungo il percorso dei cavidotti sono riscontrabili alcuni punti di intersezione tra questo e le reti di sottoservizi. Nei punti di intersezione gli attraversamenti saranno realizzati con geometria ortogonale riducendo per quanto possibile i parallelismi fra le condutture allo scopo di minimizzare i fenomeni di induzione ed interferenza elettrica. Nei tratti di intersezione, ove necessario, verranno messi in protezione i sottoservizi interessati.

Ulteriori criteri per la scelta della posizione definitiva

Individuate le zone in cui sarebbe stato possibile installare gli aerogeneratori, è stata successivamente valutata la disponibilità dei proprietari delle aree ad accogliere l'impianto e l'indice di ventosità.

La posizione è stata scelta anche in funzione del fatto che a seguito dell'installazione della macchina si prevede di lasciare una congrua zona di rispetto attorno ad essa di dimensione pari alla dimensione presunta della platea della fondazione.

### 5.3 DISTANZE TRA GLI AEROGENERATORI

Il posizionamento definitivo delle turbine eoliche tiene conto delle direzioni di provenienza del vento con frequenza più elevata. È infatti sulla base di questo dato, ottenuto dall'analisi dei dati del vento, che gli aerogeneratori vengono dislocati nel territorio, mantenendo tra di essi delle distanze minime per evitare effetti di disturbo reciproco. Le interferenze aerodinamiche tra le turbine sono l'effetto di schiera e l'effetto di scia, di seguito brevemente sintetizzati.

Si evidenzia, inoltre, che nella definizione del layout del presente progetto, al fine di evitare il cosiddetto effetto selva, è stata rispettata la distanza minima tra gli aerogeneratori di 3-5 diametri sulla stessa fila e 5-7 diametri su file parallele.

#### 5.3.1 EFFETTO DI SCHIERA

L'azionamento della turbina eolica viene prodotto dal trasferimento al rotore di parte dell'energia cinetica del vento: questo comporta che a valle della turbina la velocità del vento avrà un valore minore di quello posseduto a monte; la turbina successiva lungo la direzione del vento avrà quindi a disposizione un minor apporto di energia cinetica eolica. La Figura illustra quanto detto.

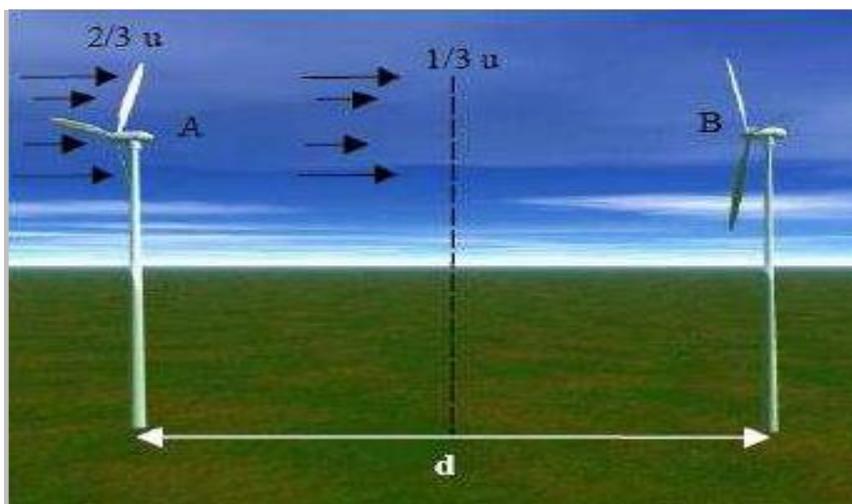


Figura 1 - Effetto di schiera

#### 5.3.2 EFFETTO DI SCIA

Le pale di una turbina sono sede di fenomeni vorticosi causati da differenze di pressione. Intorno alle pale si generano vortici a causa della differenza di pressione tra intradosso ed estradosso per cui una parte del flusso tende a ruotare intorno alla pala. Stesso fenomeno si instaura all'apice della pala, mentre nella zona centrale del mozzo viene a formarsi una scia. Tutti questi disturbi si propagano a valle della turbina prima di dissolversi all'interno di una distanza variabile definita di decadimento della scia.

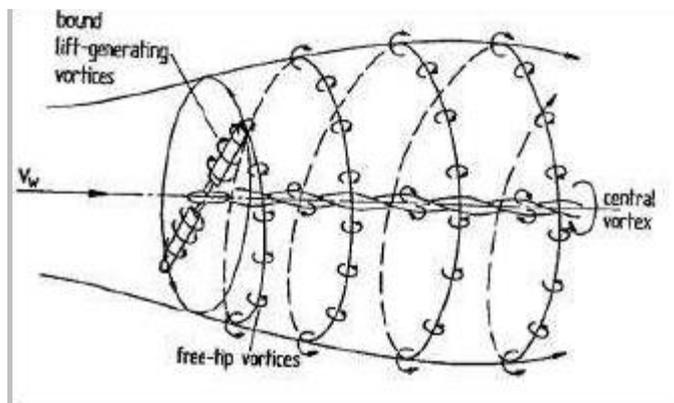


Figura 2 - Vortici e scia

Per attenuare le inefficienze prodotte dai disturbi illustrati è prassi ricorrere ad una distanza di 3-5 volte il diametro del rotore per gli aerogeneratori ubicati su di una linea perpendicolare alla direzione principale del vento; ad una di 5-7 volte il diametro del rotore se ubicati su di una linea parallela alla direzione principale del vento. Le distanze tra gli aerogeneratori del parco eolico sono riportate negli elaborati grafici allegati al progetto e sono tali da rispettare le indicazioni di cui sopra.

In tale ipotesi progettuale, pertanto, la connotazione e l'uso dei suoli attualmente esistente **non subirà significative trasformazioni**.

#### 5.4 PRODUCIBILITÀ

Nell'ortofoto nella figura sottostante sono riportati il layout d'impianto in progetto (IR Fojano, in giallo le posizioni degli aerogeneratori previsti), gli impianti sottostanti attualmente in esercizio, oggetto del progetto di integrale ricostruzione (47 aerogeneratori in blu di Fojano), l'impianto della proponente di Baselice (in viola) con 4 aerogeneratori e le stazioni anemometriche.

I dati anemometrici disponibili per la valutazione della produzione attesa per il progetto eolico sono quelli delle stazioni anemometriche di proprietà nella zona dell'impianto, nonché le informazioni anemometriche e di produzione raccolte dal sistema SCADA per ciascun aerogeneratore installato nell'area della proponente. Sono state analizzate quindi molteplici fonti di dati, in un'area complessa a causa delle scie generate dagli impianti esistenti sui sensori di misura, come da elaborato GK-EN-C-FV-TB-ET-0045\_Relazione dati di vento e valutazione della produzione attesa.

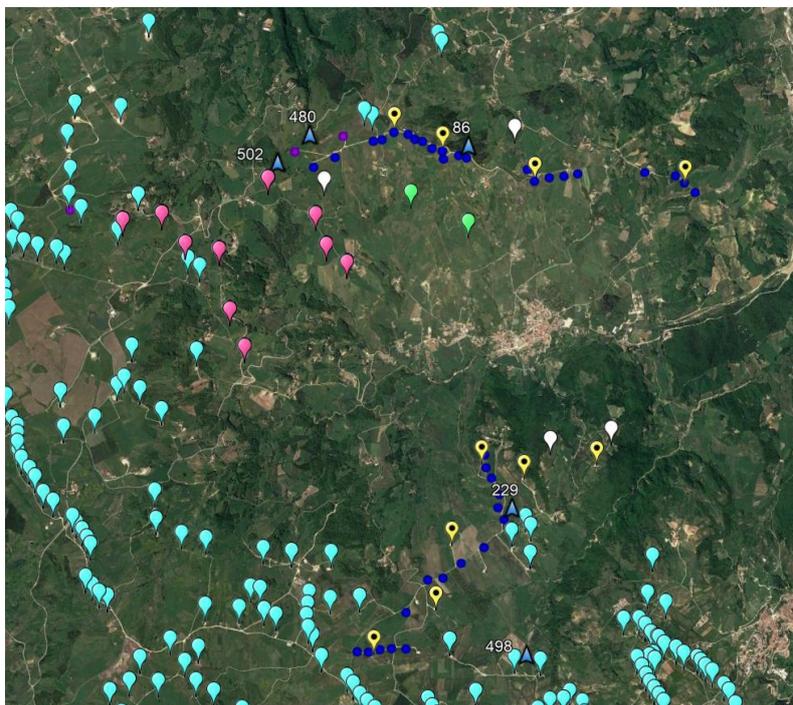


Figure 1 – Inquadramento su ortofoto impianto con individuazione delle stazioni anemometriche

### 5.5 PRODUZIONE ATTESA AL NETTO DELLE PERDITE

La produzione attesa tiene conto delle perdite per la densità dell'aria alla quota del sito, delle perdite per effetto scia che si genera internamente tra gli aerogeneratori dell'impianto e a causa dei parchi eolici limitrofi considerati, delle perdite elettriche, delle perdite di performance degli aerogeneratori (ad esempio per effetti ambientali, quali la temperatura), della disponibilità di rete, delle perdite per noise and wind sector management e (v) della disponibilità di aerogeneratori e Balance of Plant (BoP).

| Costruttore          | Potenza AG | Numero AG | Potenza impianto | H mozzo | Perdite medie scia | Produzione netta (incl. WTG/BoP Av.) |         |
|----------------------|------------|-----------|------------------|---------|--------------------|--------------------------------------|---------|
|                      | (MW)       | (N)       | (MW)             |         |                    | (GWh/y)                              | (ore/y) |
| Siemens-Gamesa SG155 | 6,6        | 10        | 66               | 102,5   | 8,2                | 154,7                                | 2344    |

Figure 2 – Produzione attesa al netto delle perdite

I valori delle perdite elettriche, di performance degli aerogeneratori e delle altre perdite sono basati su valori medi relativi a impianti in esercizio della proponente di simile potenza elettrica complessiva.

## **5.6 AEROGENERATORI**

Un aerogeneratore o una turbina eolica è un dispositivo che converte l'energia cinetica del vento in energia elettrica, senza l'uso di combustibili, attraverso la conversione in energia meccanica di rotazione svolta dalle pale. Nel dettaglio un aerogeneratore è composto da molte componenti, tra cui:

- rotore;
- navicella;
- albero primario;
- moltiplicatore;
- generatore;
- trasformatore BT/MT e quadri elettrici;
- sistema di raffreddamento e di filtraggio;
- sistema di frenatura;
- sistema idraulico;
- sistema di orientamento;
- torre e fondamenta;
- sistema di controllo;
- protezione dai fulmini.

Nel progetto in esame, sono previste l'installazione di dieci turbine Siemens Gamesa SG 6.6-155 da 6,6 MW ciascuna, di tipo tripala con un diametro di 150 metri e un'altezza misurata al mozzo di 102,5 m, raggiungendo un'altezza massima di 180 m. Questo complessivo impianto avrà una potenza totale di 66,00 MW.

## **5.7 VIABILITÀ E PIAZZOLE**

La costruzione dell'aerogeneratore richiede la preparazione di apposite piazzole di dimensioni specifiche per ospitare temporaneamente i componenti delle macchine e i mezzi necessari per il montaggio. Queste piazzole sono di varie dimensioni a seconda del terreno e delle modalità di deposito e montaggio delle turbine. È prevista un'area per lo stoccaggio delle pale, le quali saranno successivamente montate sul mozzo tramite una gru. Il montaggio dell'aerogeneratore avviene utilizzando una gru tralicciata che viene assemblata in loco e richiede uno spazio dedicato per il deposito dei componenti del braccio della gru; si faccia riferimento all'elaborato: GK-EN-C-

FV-TB-ET-0017-00 - Piazzola tipo con posizionamento componenti e gru, per una descrizione più dettagliata delle aree della piazzola di montaggio:

Per facilitare l'accesso a tutte le posizioni in cui saranno collocati gli aerogeneratori, è prevista una rete di strade e piste, composta sia da strade già esistenti che da nuove strade costruite appositamente. Le strade esistenti verranno adeguate per soddisfare i requisiti di trasporto dei componenti dell'aerogeneratore. Le nuove piste avranno una larghezza di 5,0 metri e saranno costruite con materiali adeguati per supportare il peso dei mezzi di trasporto e delle operazioni.

### 5.8 CAVIDOTTI MT

La rete di distribuzione in Media Tensione sarà realizzata secondo uno schema radiale con linea principale e linee in derivazione provenienti dai diversi cluster (con tale termine viene qui indicato un gruppo di 2 o più aerogeneratori collegati tra loro e separati da altri gruppi facenti parte dello stesso impianto).

Gli aerogeneratori saranno connessi elettricamente mediante nuove linee a 30 kV, attraverso collegamenti entra/esci su quadri MT di ciascuno di essi.

Si riporta di seguito lo schema a blocchi del parco eolico di Fojano; ivi sono stati indicati i cavidotti di connessione tra le linee elettriche a 30 kV in partenza dai QMT a base torre, la tipologia di cavo e la lunghezza delle linee:

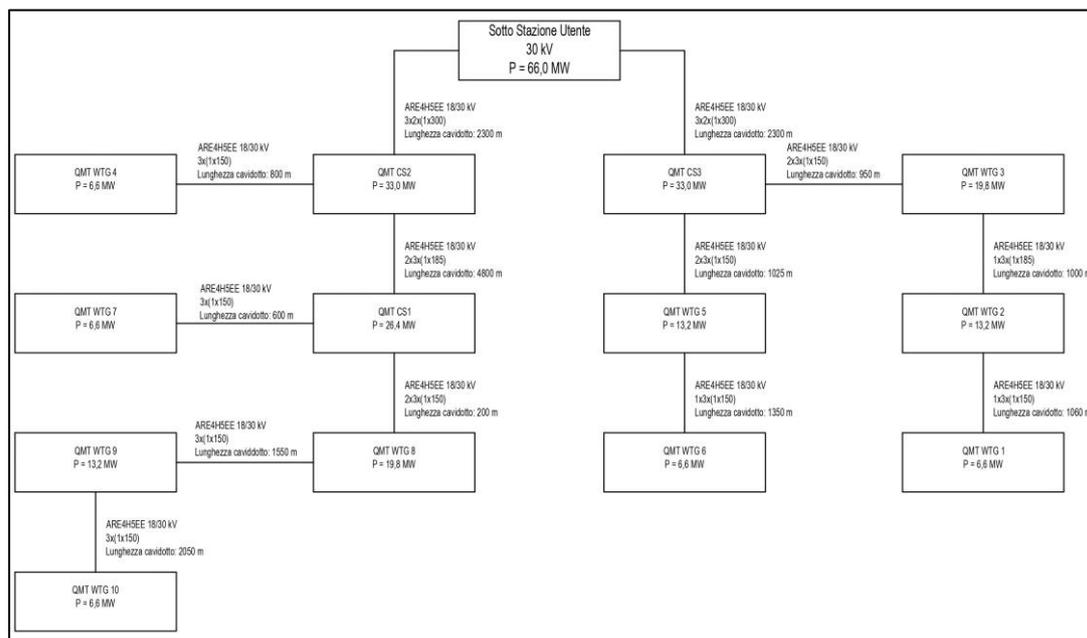


Figure 3 - Schema di collegamento dei cluster del nuovo parco eolico di Fojano

### 5.8.1 IDENTIFICAZIONE LINEE MT

Le nuove linee del parco si possono descrivere sinteticamente di seguito:

- LINEA n°1: interconnette gli aerogeneratori WTG1, WTG2, WTG3 (**cluster 1**); afferente alla cabina secondaria CS3;
- LINEA n°2: interconnette gli aerogeneratori WTG6, WTG5 (**cluster 2**); afferente alla cabina secondaria CS3;
- LINEA n°3: relativa al solo aerogeneratore WTG4, afferente alla cabina secondaria CS2;
- LINEA n°4: interconnette gli aerogeneratori WTG8, WTG9, WTG10 (**cluster 3**); afferente alla cabina secondaria CS1;
- LINEA n°5: relativa al solo aerogeneratore WTG7, afferente alla cabina secondaria CS1;
- LINEA n°6: interconnette la cabina secondaria CS1 alla cabina secondaria CS2;
- LINEA n°7: interconnette il QMT della cabina secondaria CS2 al nuovo QMT-01 a 30 kV nella S.S.E.U
- LINEA n°8: interconnette il QMT della cabina secondaria CS3 al nuovo QMT-01 a 30 kV nella S.S.E.U

L'energia verrà trasportata tramite dei cavi MT a 30 kV, fino alla Sottostazione elettrica lato utente (S.S.E.U.) ubicata nel Comune di Montefalcone di Val Fortore (BN) .

I cavi saranno posati prevalentemente su percorsi interrati lungo la viabilità interna o esistente ad una profondità minima di 1,0 m e circondati da uno strato di sabbia. I cavidotti seguiranno percorsi interrati lungo la viabilità interna o esistente.

Gli scavi saranno ripristinati con riempimento di terreno non vagliato e compattato. Saranno infine posizionati pozzetti prefabbricati di ispezione in CLS, per la manutenzione della rete elettrica, in cui collocare le giunzioni dei cavi e i picchetti di terra.

### 5.8.2 CARATTERISTICHE CAVI MT

Tensione di esercizio (Ue): 30 kV

- Tipo di cavo Cavo MT: unipolare schermato con isolamento estruso
- Sigla di identificazione: ARE4H5EE
- Sezione conduttore: 1x150, 1x185, 1x300

Viene riportata di seguito la scheda tecnica completa del cavo ARE4H5EE 18/30 kV; questo cavo permette la posa diretta nel terreno, secondo quanto descritto dalla modalità M nella norma CEI 11-17. In questa fase progettuale le linee sono state dimensionate considerando solo cavi unipolari con le terre di cavi disposte a trifoglio. In una fase di progettazione avanzata si potrà eventualmente

Il dimensionamento delle linee è stato effettuato con il Software *Ampère Professional*: si è prestata attenzione a garantire:

1. Un'adeguata sezione dei cavi in base alla massima portata di corrente ammissibile per il cavo considerato e le correnti di impiego del parco;
2. A contenere la massima caduta di a  $\Delta V_{\max} \leq 5\%$  su ciascuna linea.
3. Verificare la massima corrente massima in condizioni di corto circuito

### 5.8.3 SISTEMA SCADA

Tutti i principali componenti del nuovo parco eolico di Foiano saranno predisposti per comunicare con un sistema SCADA (Supervisory Control and Data Acquisition) che comunicherà dati di funzionamento ai sistemi del Gestore di Rete e al gestore del parco, rendendo possibile l'eventuale gestione remota dell'impianto eolico attraverso il controllo dei parametri rilevanti dell'impianto (e.g. potenza attiva e reattiva, tensione, frequenza e fattore di potenza, performance di produzione e teledistacco). La fibra verrà utilizzata per superare il limite fisico della distanza di trasmissione dei cavi in rame, quindi comunicazione su grandi distanze, e nel caso in cui sia necessaria una elevata banda passante come nel caso dell'invio di dati

Le fibre ottiche verranno posate in cavidotti tritubo Ø50 e saranno di tipo monomodale (tipo ITU-T G.652.D o similare), unite mediante connettori duplex di tipo SC/PC. Topologicamente la rete in fibra ottica del parco potrà essere realizzata secondo una topologia in entra-esci su ogni nodo di rete. Tutti i parametri rilevanti dell'impianto eolico saranno continuamente monitorati da un sistema dedicato, compatibile con tutte le altre apparecchiature, e si potranno implementare soluzioni per isolare automaticamente in caso di guasto una porzione di impianto sia localmente che in remoto.

### 5.8.4 IMPATTO ELETTROMAGNETICO

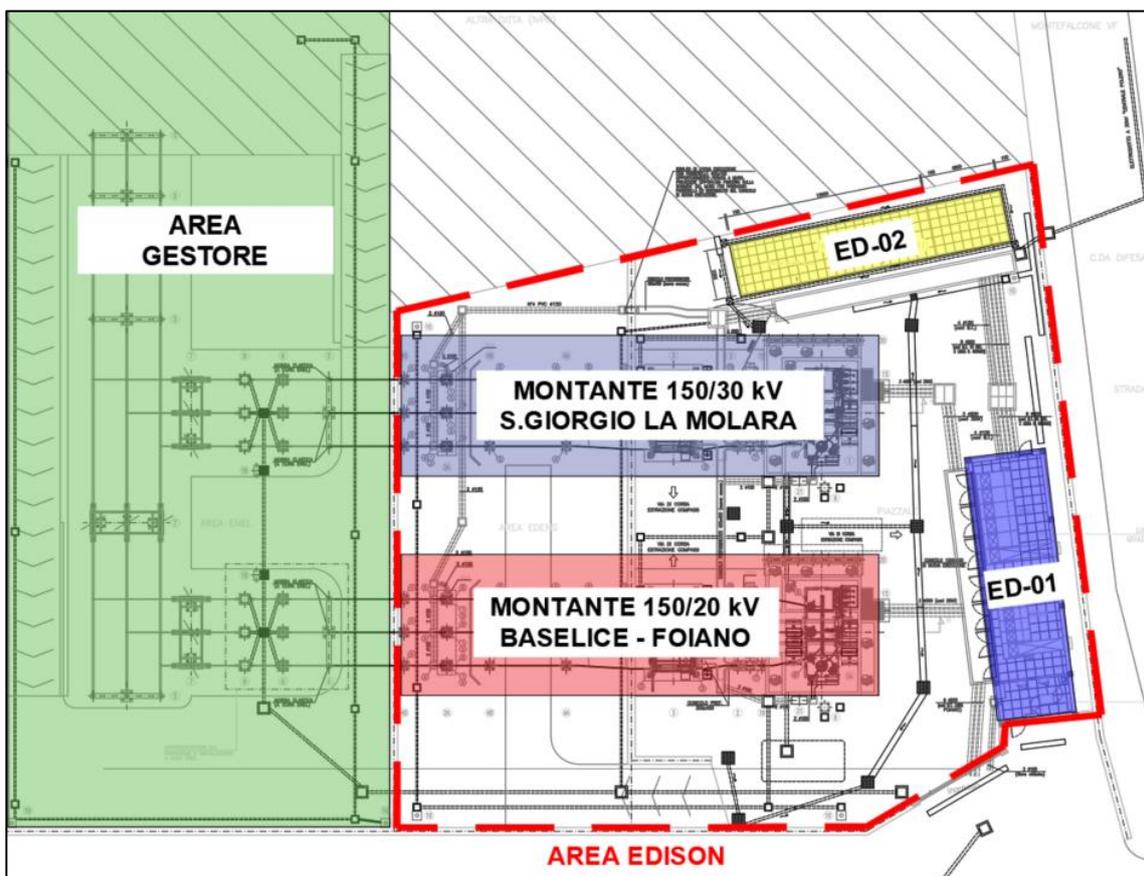
A seguito dell'analisi relativa all'impatto elettromagnetico della rete di cavidotti del parco di Foiano, si è valutato che:

- -la zona a maggiore rischio è risulta compresa tra i nodi di rete denominati 09'-11 in una zona abitata del comune di Foiano di Val Fortore. L'obiettivo di qualità ( $B \leq 3 \mu T$ ) risulta rispettato al di fuori del suolo stradale.
- -Nella Sottostazione Elettrica di Utente nel comune Montefalcone di Val Fortore la fascia di rispetto dello Stallo n.1 ricade completamente nell'area recintata di pertinenza di Edison.

## 5.9 SOTTOSTAZIONE ELETTRICA DI UTENTE

### 5.9.1 STATO DI FATTO

Si riporta di seguito il layout planimetrico semplificato relativo allo stato di fatto degli impianti nella Sottostazione Elettrica di Utente.



Attualmente la centrale Edison è collegata all'impianto di Terna "Stazione Elettrica Montefalcone" del tipo a singola sbarra isolato in aria, tramite due collegamenti a 150 kV. Il montante n.1, a 150/20 kV, a cui afferisce l'energia elettrica prodotta dai parchi eolici di Foiano e di Baselice, è quello che sarà interessato da lavori di modifica in vista del repowering di Foiano.

Attualmente nella stazione presenti n.2 edifici a pianta rettangolare, di cui si descrive sinteticamente la composizione dei locali e dei componenti principali:

Edificio 1:

- 1) Locale Quadri MT:
  - QMT-01 a 20 kV (Parchi eolici: Foiano vecchio + Baselice);
  - QMT-02 a 30 kV (Parco eolico San Giorgio La Molara);

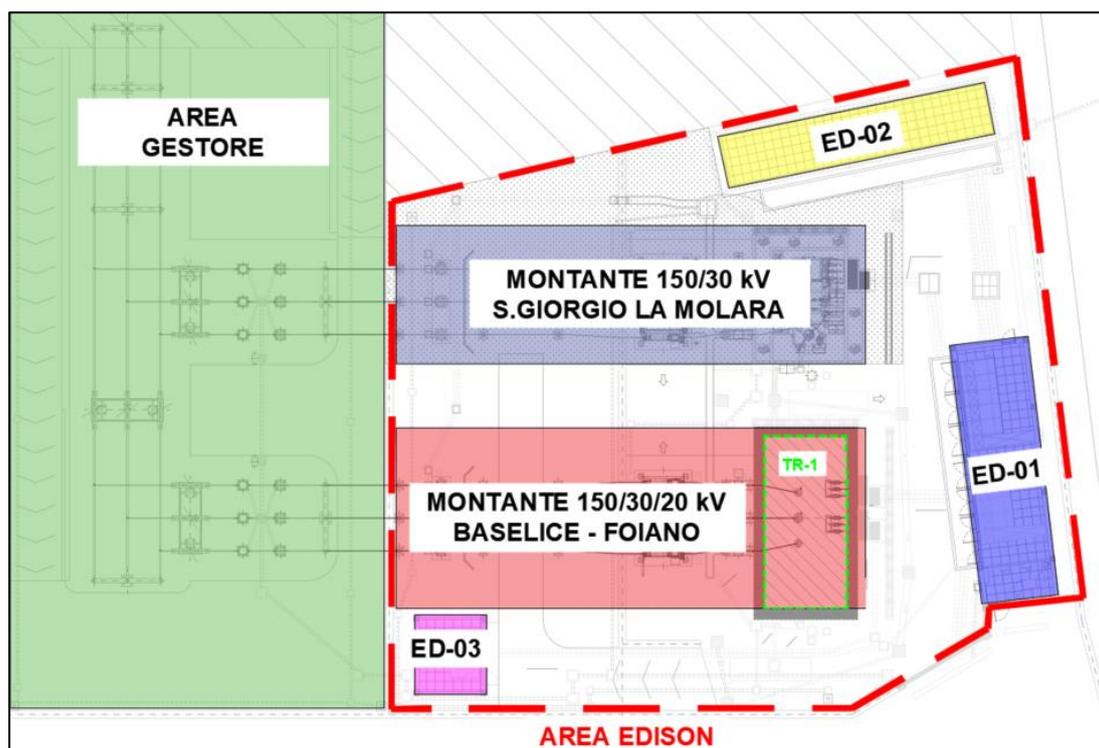
- 2) Locale Operatore Parco Eolico;

Edificio 2:

- 1) Locale trasformatori ausiliari:
- 2) locale BT comando e controllo

5.9.2 *STATO DI PROGETTO*

Di seguito viene riportato il layout planimetrico previsto dopo gli interventi previsti:



Oltre alla sostituzione del trasformatore, di cui in questa fase progettuale si è fatta una stima delle dimensioni massime, è stata prevista la posa in opera di una nuova cabina (Edificio 3 , Ed-03) contenente un nuovo QMT a 20 kV di consegna per il parco eolico di Baselice in un punto sufficiente distante dal montante n.1 e della recinzioni di separazione dell'area gestore e dell'area utente.

5.9.3 *SCELTE PROGETTUALI*

Il parco eolico sarà connesso alla RTN 150 kV di Terna cui conferirà tutta l'energia prodotta.

La Stazione di Utente subirà diverse modifiche e implementazioni dovute sia a vincoli progettuali che a misure di ottimizzazione o di compromesso:

- L'innalzamento della tensione interna di distribuzione del nuovo parco MT da 20 a 30 kV deriva dalle necessità di ridurre il numero di terne di cavi sulle varie linee, e ottenere migliori risultati dal punto di vista delle perdite energetiche sulla rete interna del parco;
- La scelta di mantenere attivo il parco eolico di Baselice da 12 MW funzionante a 20 kV ha introdotto un'ulteriore vincolo progettuale che ha portato alla scelta di sostituire l'attuale trasformatore con uno a 3 avvolgimenti di tipo: 150/30/20 kV;
- L'aumento della potenza complessiva dei parchi eolici connessi allo stallo:
  - Potenza attuale: 33,2 MW parco di Foiano; 12 MW parco di Baselice; potenza complessiva di 45,5 MW;
  - Potenza futura: 66 MW parco di Foiano; 12 MW parco di Baselice; potenza complessiva 78 MW

ha portato alla necessità di aumentare la potenza del nuovo trasformatore in modo adeguato;

- Lo spazio limitato all'interno degli edifici esistenti nella S.S.E.U. ha portato in questa fase progettuale alla scelta di utilizzare una nuova cabina MT dedicata unicamente al nuovo QMT a 20 kV per il parco di Baselice.

Le modifiche del lato MT dello stallo n.1 della S.S.E.U. (sostituzione trasformatore; sostituzione QMT; installazione nuova cabina QMT 20 kV Baselice) non dovrebbero portare a modifiche sul lato AT dello stallo n.1: in una fase progettuale più avanzata tuttavia si dovrà valutare attentamente l'effettiva adeguatezza di alcuni componenti come i TA e le sbarre AT.

I nuovi quadri QMT a 20 e 30 kV saranno conformi alla norma CEI 17-21, in cui saranno alloggiati gli organi di sezionamento e protezione delle linee in arrivo dagli impianti eolici ed in partenza per i trasformatori MT/AT e MT/BT.

#### 5.9.4 NUOVO TRASFORMATORE AT/MT

Attualmente allo stallo n.1 della S.S.E.U. è connesso un trasformatore AT/mt trifase in olio, da 40-50 MVA, 150±10x1,25% kV, YNd11, ONAN-ONAF; il trasformatore è stato da Tamini Trasformatori s.r.l per funzionamento esterno.

Per la sua sostituzione, in questa fase progettuale sono state definite le principali caratteristiche elettriche del nuovo trasformatore da cui successivamente il costruttore ha potuto stimare le **massime dimensioni della macchina elettrica** al costruttore. In una fase di progettazione più avanzata, si potrà richiedere al costruttore la progettazione di un nuovo trasformatore di tipo custom-made aventi dimensioni più contenute.

#### 5.9.4.1 Caratteristiche nuovo trasformatore elevatore at/mt

- 1) Tipologia: Trasformatore trifase in olio a tre avvolgimenti
- 2) Potenza: 90/75/15 MVA
- 3) Avvolgimento AT: 150 ±10x1,25% kV
- 4) Avvolgimento MT1: 30 kV
- 5) Avvolgimento MT2: 20 kV
- 6) Dimensioni \* di servizio indicate dal costruttore:
  - o ALTEZZA: 7000 mm
  - o LUNGHEZZA: 11500 mm
  - o LARGHEZZA: 5500 mm

Costruttivamente il trasformatore dovrà essere progettato in modo da rispettare le interdistanze le caratteristiche indicate dalla normativa CEI EN61936-1 rispettando le prescrizioni relative alle **minime distanze di isolamento tra le parti attive dell'impianto**.

Il nuovo trasformatore richiederà una vasca di raccolta-fondazione di dimensioni appropriate, destinata a raccogliere il liquido isolante nel caso di perdita e le acque meteoriche; verrà altresì installato un nuovo serbatoio di raccolta.

È prevista la rimozione delle barriere rompifiamma attualmente collocate vicino al trasformatore AT/mt 40/50 MVA dello stallo 1; verranno realizzate due nuove barriere rompifiamma di dimensioni appropriate.

#### 5.9.5 *NUOVO QMT-01 PARCO FOIANO*

Nell'Edificio 1 verrà smantellato il vecchio QMT-01 a 20 kV, e verrà rimpiazzato da n.2 nuovi quadri: 1) un nuovo QMT-01 a 30 kV a cui afferiranno le linee provenienti dalle cabine secondarie CS2 e CS3 del nuovo parco eolico di Fojano; 2) nuovo QMT-03 a 20 kV per il parco di Baselice (v. paragrafo seguente);

Si faccia riferimento all'elaborato GK-EN-C-FV-TB-ET-0023A-00 Schema unifilare per il dettaglio dei collegamenti e all'elaborato GK-EN-C-FV-TB-ET-0028A-00 per il layout planimetrico della sottostazione.

QMT-01 sarà collegato all'uscita MT n°1 del nuovo trasformatore a tre avvolgimenti 150/30/20 kV.

#### 5.9.6 *NUOVO QMT-03 PARCO BASELICE*

È prevista la realizzazione di una nuova cabina di consegna per il parco di Baselice per contenere il nuovo QMT-03 che sarà composto da n.3 scomparti. Verrà prolungata la vecchia linea in arrivo dal parco di Baselice fino all'arrivo del nuovo QMT-03; la linea in uscita dal QMT-03 arriverà quindi al nuovo trasformatore AT/MT1/MT2. La cabina che ospiterà il QMT-03 sarà di tipo prefabbricato, e verrà montata su una vasca in calcestruzzo.

### **5.10 INSTALLAZIONE NUOVI QUADRI CABINE DI SMISTAMENTO**

Nelle vecchie cabine secondarie del parco verranno smantellati i quadri MT 20 kV esistenti e saranno montati nuovi quadri MT 30 kV adeguando dove necessario i componenti ad essi collegati:

- Nuovo quadro QMT-CS1 30 kV composto da n.6 scomparti, a cui afferiranno le linee dei WTG 7-8-9-10
- Nuovo quadro QMT-CS2 30 kV composto da n.6 scomparti, a cui afferiranno le linee di WTG 4 e CS1;
- Nuovo quadro QMT-CS3 30 kV: composto da n.6 scomparti, a cui afferiranno le linee di WTG 1-2-3-5-6

## **6 OPERE CIVILI ED INDUSTRIALI**

---

Le opere civili previste consistono essenzialmente nella realizzazione di:

- spianamento del terreno in quota;
- fondazioni delle torri degli aerogeneratori;
- viabilità interna,
- piazzole delle macchine;
- viabilità interna, tale da consentire il collegamento di ciascuna delle postazioni con la viabilità principale.

### **6.1 FONDAZIONI**

In base ai valori delle sollecitazioni statiche e dinamiche a terra tipiche degli aerogeneratori installati ed alle caratteristiche geologiche dei terreni saranno effettuati i dimensionamenti tipo delle fondazioni.

Si tratta di fondazioni costituite da plinti in calcestruzzo armato di idonee dimensioni poggianti, eventualmente, a seconda della natura del terreno, su cui ogni singola torre dovrà sorgere, sopra una serie di pali la cui profondità varierà in funzione delle caratteristiche geotecniche del sito. A tali plinti verrà collegato il concio di fondazione in acciaio delle torri.

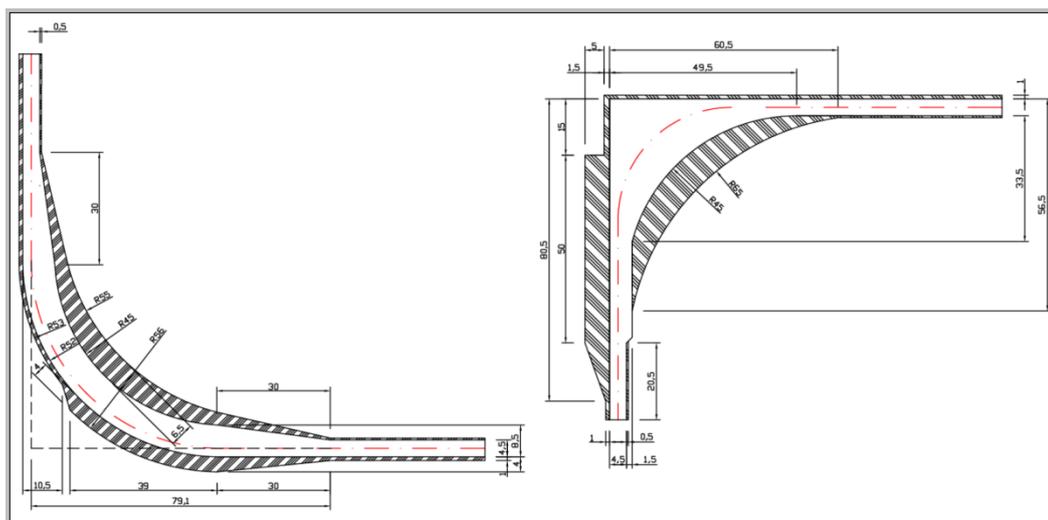
Al fine di permettere al momento di dismissione dell'impianto il ripristino ambientale, la faccia superiore della platea di fondazione in calcestruzzo sarà posizionata al disotto del piano di campagna.

### **6.2 VIABILITÀ**

La viabilità da realizzare consiste in una serie di strade interne al fine di raggiungere agevolmente tutte le piazzole in cui verranno collocati gli aerogeneratori.

Dette strade, la cui larghezza sarà tipicamente di 4,5 m, ad eccezione dei raccordi tra le strade, che saranno dimensionati per il passaggio del mezzo che trasporterà i componenti degli aerogeneratori, verranno realizzate seguendo l'andamento topografico esistente del sito, cercando di ridurre al minimo eventuali movimenti di terra

Le acque meteoriche non assorbite dalla superficie e convogliate dalle cunette laterali dei piazzali e delle strade verranno tipicamente convogliate ed indirizzate verso l'impluvio naturale esistente.



*Figura 3 - Particolare realizzazione raccordo strade*

### 6.2.1 PENDENZA

In particolare, le strade di accesso devono possedere i requisiti per il passaggio dei veicoli sotto descritti: e potranno avere una pendenza massima di 14%, corrispondente a circa 8°, in fase di progetto si sono previste strade con una pendenza massima del 12%.

Per la realizzazione delle piazzole invece la superficie non può essere superiore del 2-3%.

### 6.2.2 PIAZZOLE DI MONTAGGIO

In corrispondenza di ogni aerogeneratore saranno realizzate delle piazzole di servizio per il posizionamento della gru di sollevamento e montaggio dell'aerogeneratore delle dimensioni circa 62 m x 30 m. Tali piazzole verranno utilizzate solo in fase di montaggio e quindi restituite al precedente uso, dopo aver ripristinato lo stato dei luoghi mantenendo comunque la necessaria viabilità di servizio attorno a ciascuna macchina per l'esercizio e la manutenzione del parco.

### 6.2.3 REGIMAZIONE ACQUE

Le acque meteoriche non assorbite dalla superficie e convogliate dalle cunette laterali dei piazzali e delle strade verranno opportunamente convogliate ed indirizzate verso l'impluvio naturale esistente.

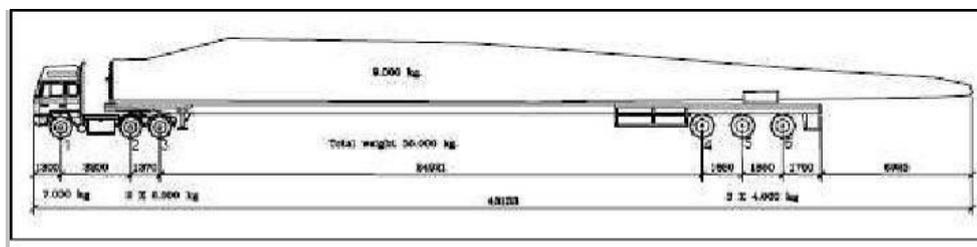
Inoltre, la scelta di utilizzare pietrisco, macadam o similare, per la pavimentazione dei tracciati garantisce la conservazione del regime di infiltrazione delle acque meteoriche, ovviando in tal modo ai problemi di drenaggio delle precipitazioni.

### 6.3 TRASPORTO ED INSTALLAZIONE

Trattandosi di rimaneggiata ed agricolo la viabilità quando non esistente è di semplice realizzazione, e le infrastrutture presenti non dovrebbero necessitare di lavori di adeguamento. Nel caso in cui, la viabilità in progetto non fosse realizzata, in tutto o in parte, al momento dell'installazione delle apparecchiature, il soggetto promotore provvederà a realizzare la viabilità di accesso ai siti delle installazioni; tali piste avranno il corpo stradale con caratteristiche (spessori e tipologia materiali) previste dai progetti.

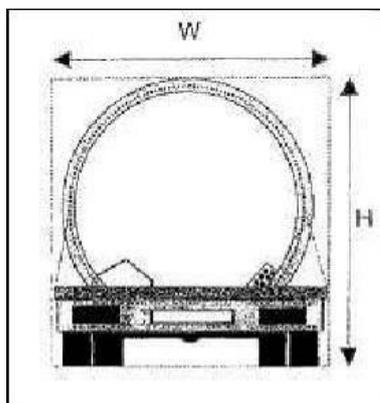
#### 6.3.1 MODALITÀ DI TRASPORTO

La velocità di trasporto dei principali componenti delle turbine eoliche (sezioni della torre, navicella, pale, etc.) è di 5-10 km/h. Il peso totale al momento del trasporto del componente più pesante sarà di circa 145 t (consegna della navicella) mentre la capacità di carico per asse non sarà superiore a 15 ton per asse. Dovrà esser garantito il passaggio ad autoarticolati di lunghezza fino a 40-50 m (trasporto delle pale e dell'ultima sezione della torre).



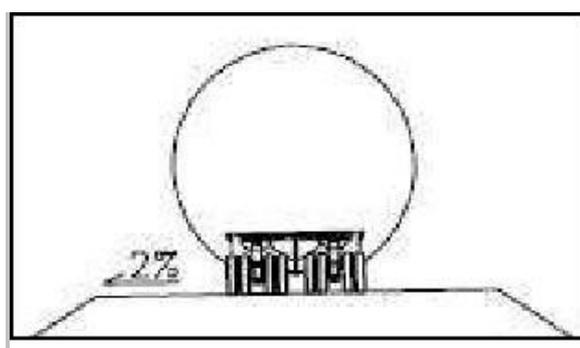
Dimensioni autoarticolato

Inoltre, tutte le strade d'accesso dovranno prevedere una larghezza minima di 4,5 m; sarà necessario verificare che la stessa misura venga rispettata in direzione ortogonale al percorso in modo da salvaguardare la presenza di rami, linee elettriche e telefoniche. Facendo riferimento alla Figura sottostante si ha  $W = 5$  m ed  $H = 5$  m.



Larghezza minima da rispettare in direzione ortogonale al percorso

Per quel che riguarda il raggio di curvatura longitudinale della strada questo dovrà avere un valore minimo di 500 m sia nel caso concavo che convesso. Il raggio di curvatura trasversale minimo previsto è di 25 metri circa. Il gradiente longitudinale massimo raccomandato è pari al 6%: questo valore può essere aumentato al 10 – 12% nel caso vengano utilizzate motrici trainanti di maggiore potenza di quelle fornite per il trasporto. Infine il valore del gradiente trasversale è pari ad un massimo del 2%.

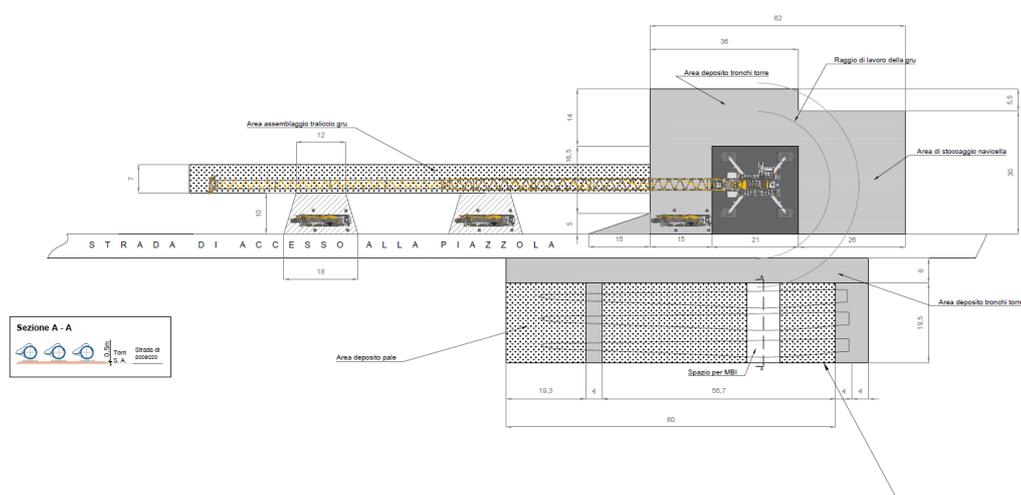


*Massima pendenza trasversale*

### 6.3.2 INSTALLAZIONE

La turbina prescelta richiede una serie di spazi per il montaggio, manutenzione e smantellamento dell'impianto; tali aree, per le cui misure si rimanda agli specifici allegati, non sono di rispetto assoluto, nel senso che per esse è solo richiesto che siano liberabili all'occorrenza e quindi che non ospitino costruzioni permanenti. Nelle figure sottostanti vengono mostrati gli spazi caratteristici necessari all'installazione degli aerogeneratori.

Il montaggio degli aerogeneratori avverrà secondo schemi prestabiliti e collaudati da numerose esperienze analoghe servendosi di due gru che vengono collocate nelle piazzole riservate all'assemblaggio.



*Figura 4 - Piazzola di montaggio*

Le fasi principali possono essere riassunte nei seguenti punti:

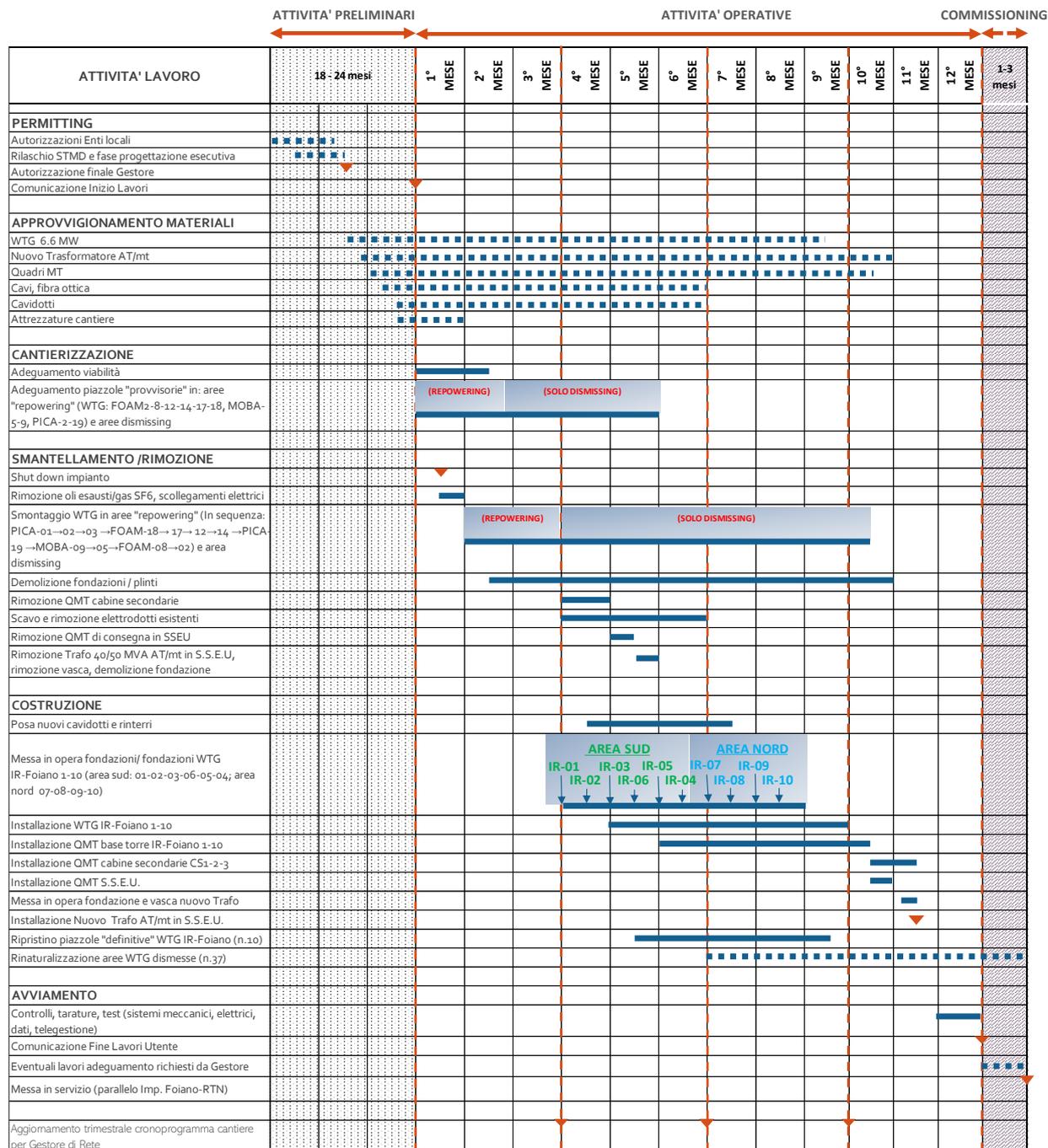
- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla fondazione della parte inferiore della torre;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla parte inferiore della torre dei tronconi intermedi;
- sollevamento, posizionamento e fissaggio alla parte intermedia della torre del troncone di sommità;
- sollevamento della navicella e fissaggio alla parte sommitale della torre;
- assemblaggio del rotore ai piedi della torre;
- sollevamento e fissaggio del rotore alla navicella;
- realizzazione dei collegamenti elettrici e delle fibre ottiche per il funzionamento ed il controllo delle apparecchiature.

Tutte le fasi di montaggio dei componenti gli aerogeneratori necessitano di spazi di manovra orizzontali e la presenza in cantiere di due gru. La prima di dimensioni contenute si rende necessaria sia nella prima fase di scarico dei vari componenti dai mezzi di trasporto alle piazzole di assemblaggio sia nella fase di sollevamento dei tre tronchi componenti la torre sia in quella di sollevamento del rotore.

Per queste operazioni, infatti, collabora con una seconda gru per mantenere stabili i componenti durante il sollevamento evitandone oscillazioni e per impedire danneggiamenti degli stessi nel primo distacco da terra. Tale seconda gru ha come vincolo operativo la necessità di essere collocata ad una distanza non superiore a 12 m dal centro del posizionamento del pilone. Infine, tutte le operazioni di trasporto e montaggio degli aerogeneratori sono state congegnate in modo tale da far sovrapporre l'ultima fase di montaggio di una torre con la prima del trasporto della successiva, ottimizzando così i tempi per la realizzazione dell'intero impianto.

La Tabella riporta il programma generale di realizzazione (cronoprogramma) dell'impianto eolico in senso stretto, elaborato sulla base dei principi di cui sopra.

La durata dei lavori sarà di circa 12 mesi, escluse l'attività preliminari di permitting e di commissioning richieste dal gestore. Si rimanda all'elaborata GK-EN-C-FV-TB-ET-0034-01 per maggiori dettagli.



Cronoprogramma delle lavorazioni

### 6.4 IMPIANTISTICA

Le opere impiantistiche riguardano:

- collegamenti elettrici in MT tra i singoli aerogeneratori e la cabina di impianto;
- la stazione di trasformazione MT/AT;

#### *6.4.1 RETI ELETTRICHE INTERNE (CAVIDOTTI)*

Gli aerogeneratori sono elettricamente suddivisi in gruppi funzionali denominati sottocampi. All'interno di ciascun sottocampo gli aerogeneratori sono connessi tra loro mediante una connessione in entra-esci.

I cavi terminali di potenza dei vari sottocampi sono quindi convogliati al quadro generale di media tensione collocato all'interno del locale sito nella stazione elettrica.

Da ogni generatore partirà un cavo opportunamente dimensionato che, attraverso un pozzetto di ispezione e manovra, si immetterà nella rete principale a M.T. Tale ultima rete porterà l'energia prodotta alla cabina d'impianto (Stazione di trasformazione utente MT/AT).

La rete di distribuzione in Media Tensione sarà realizzata secondo uno schema radiale con linea principale e linee in derivazione provenienti da ogni generatore.

I cavi saranno prevalentemente posati ad una profondità minima di 1,2 m e circondati da uno strato di sabbia. I cavidotti seguiranno prevalentemente i percorsi interrati lungo la viabilità interna o esistente.

Gli scavi saranno ripristinati con riempimento di terreno granulare e successivamente chiusi con terreno vegetale.

Saranno infine posizionati pozzetti prefabbricati di ispezione in CLS, per la manutenzione della rete elettrica, in cui collocare le giunzioni dei cavi e i picchetti di terra.

#### *6.4.2 ATTRAVERSAMENTI STRADALI E FERROVIARI*

Gli attraversamenti di strade provinciali, nell'area di pertinenza del sito, ad opera di cavidotti interni per il collegamento delle torri e/o collegamento delle stesse con la sottostazione, saranno realizzati con l'uso della "Trivellazione Orizzontale Controllata"; gli altri cavidotti saranno opportunamente interrati ad una profondità minima di 1,0 m. La linea di attraversamento avrà un angolo di attacco con la sede ferroviaria e/o stradale di 90°.

#### *6.4.3 DESCRIZIONE DEL SISTEMA ELETTRICO DEL PARCO EOLICO*

Ogni aerogeneratore fornisce energia elettrica alla tensione 690 kV, che viene poi elevata a 30 kV prima del trasporto, in un centro di trasformazione ubicato nella cabina di macchina esistente alla base dell'aerogeneratore collocato all'interno della torre stessa.

Diverse linee in cavo interrato collegano fra loro gli aerogeneratori e la cabina di raccolta da quest'ultima mediante una linea in cavo interrato partono i collegamenti alla sezione in media tensione della stazione di trasformazione.

Gli aerogeneratori del parco eolico in oggetto, ciascuno di potenza attiva pari a 6,6 MW, sono collegati elettricamente tra loro a formare una rete radiale, le lunghezze di ciascuna linea, comprensive di scorta cabina e macchina, relative al collegamento interno ed esterno.

Le ragioni di questa suddivisione sono legate alla topologia della rete elettrica, alla potenza complessiva trasmessa su ciascuna linea in cavo, alle perdite connesse al trasporto dell'energia elettrica prodotta.

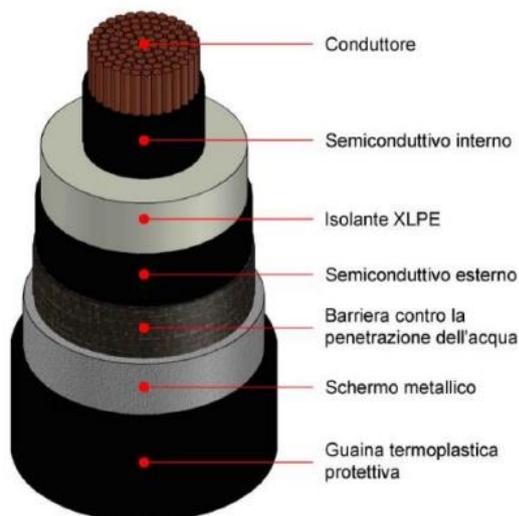
Il collegamento alla RTN del parco eolico appena descritto sarà eseguito mediante la realizzazione di una stazione elettrica utente di trasformazione 30/150 kV da collegare nella stazione elettrica 150/380 kV Terna di Montefalcone di Val di Fortore (BN). Sarà inoltre presente un cavidotto per i cavi di segnale a servizio del sistema di controllo del parco.

I percorsi dei cavi saranno posizionati principalmente lungo il margine delle strade interne ed esterne al parco, pur rimanendo valido il principio che dovrà essere minimizzato il percorso al fine di ridurre la lunghezza dei cavi impiegati e le perdite di energia lungo i medesimi. Sarà scopo del progetto esecutivo definire in maniera più dettagliata il percorso dei cavi. I cavi MT utilizzati per le linee elettriche interrato, per il collegamento tra gli aerogeneratori e la cabina di raccolta e tra quest'ultima e la stazione elettrica, saranno del tipo pre-cordato ad elica visibile o "trifoglio", adatti a posa interrato, con conduttore in Al, isolamento XLPE, schermo in tubo Al, guaina in PE.

I cavi previsti sono destinati a sistemi elettrici di distribuzione con  $U_e=30$  kV e tensione massima  $U_m=36$  kV, sigla di designazione ARE4H5EE.

La stessa tipologia di cavi sarà utilizzata per i collegamenti MT tra quadri e trafo all'interno dell'aerogeneratore e tra quadri e trasformatore AT/MT all'interno della stazione elettrica di trasformazione della RTN.

Schema costitutivo (a titolo indicativo)



*Figura 5 - Esempio di cavo*

Le sezioni dei cavi scelti per le diverse parti di impianto sono riportate sugli elaborati grafici, hanno natura indicativa e dovranno essere verificati in sede di progetto esecutivo.

Per il dimensionamento dei cavi non è stato possibile tenere conto delle effettive caratteristiche del terreno, informazione necessaria in sede di progetto esecutivo.

Le tubazioni a servizio dei cavi di potenza e di segnale saranno in polietilene alta densità a doppia parete, conformi alle Norme CEI EN 50086-1-2-4, CEI 23-46 e MARCHIO IMQ.

Le tubazioni saranno composte da 2 pareti coestruse, per conferire una maggiore resistenza allo schiacciamento e per facilitare l'introduzione e lo scorrimento dei cavi.

La tipologia di posa dei cavi dovrà essere curata in modo che possa essere assicurata una netta separazione tra i cavi di potenza e quelli dedicati alla trasmissione di segnali e comandi. Prima della messa in servizio dovranno essere eseguite le prove di isolamento prescritte dalla Norma CEI 11-7.

La sottostazione di raccolta del parco ha la funzione di raccogliere l'energia proveniente dai diversi sottoparchi e di trasmetterla alla tensione di 30 kV fino alla sottostazione di collegamento.

#### 6.4.4 STAZIONE DI TRASFORMAZIONE UTENTE AT/MT 150/30 kV

Il parco eolico sarà connesso alla RTN 150 kV di Terna cui conferirà tutta l'energia prodotta.

La Stazione di Utente subirà diverse modifiche e implementazioni dovute sia a vincoli progettuali che a misure di ottimizzazione o di compromesso:

- L'innalzamento della tensione interna di distribuzione del nuovo parco MT da 20 a 30 kV deriva dalle necessità di ridurre il numero di terne di cavi sulle varie linee, e ottenere migliori risultati dal punto di vista delle perdite energetiche sulla rete interna del parco;
- La scelta di mantenere attivo il parco eolico di Baselice da 12 MW funzionante a 20 kV ha introdotto un'ulteriore vincolo progettuale che ha portato alla scelta di sostituire l'attuale trasformatore con uno a 3 avvolgimenti di tipo: 150/30/20 kV;
- L'aumento della potenza complessiva dei parchi eolici connessi allo stallo:
  - Potenza attuale: 33,2 MW parco di Foiano; 12 MW parco di Baselice; potenza complessiva di 45,5 MW;
  - Potenza futura: 66 MW parco di Foiano; 12 MW parco di Baselice; potenza complessiva 78 MW

ha portato alla necessità di aumentare la potenza del nuovo trasformatore in modo adeguato;

- Lo spazio limitato all'interno degli edifici esistenti nella S.S.E.U. ha portato in questa fase progettuale alla scelta di utilizzare una nuova cabina MT dedicata unicamente al nuovo QMT a 20 kV per il parco di Baselice.

Le modifiche del lato MT dello stallo n.1 della S.S.E.U. (sostituzione trasformatore; sostituzione QMT; installazione nuova cabina QMT 20 kV Baselice) non dovrebbero portare a modifiche sul lato AT dello stallo n.1: in una fase progettuale più avanzata tuttavia si dovrà valutare attentamente l'effettiva adeguatezza di alcuni componenti come i TA e le sbarre AT.

I nuovi quadri QMT a 20 e 30 kV saranno conformi alla norma CEI 17-21, in cui saranno alloggiati gli organi di sezionamento e protezione delle linee in arrivo dagli impianti eolici ed in partenza per i trasformatori MT/AT e MT/BT.

#### 6.4.5 MESSA A TERRA

Ciascun aerogeneratore sarà connesso a terra mediante una propria maglia dedicata, gli aerogeneratori saranno quindi collegati a terra tra loro per formare una unica maglia di terra di impianto.

L'impianto di terra sarà costituito dalle seguenti parti:

- un dispersore lineare di collegamento equipotenziale di tutte le macchine;

- rete di terra per la cabina d'impianto e la cabina di trasformazione.

Per integrare e quindi migliorare le capacità disperdenti, il dispersore dovrà essere interconnesso in più punti anche con le armature dei plinti di fondazione degli aerogeneratori, con riferimento alla normativa ed alla tipologia d'impianto. In particolare, tutti i cavi equipotenziali dei componenti della turbina eolica, conduttori elettrici sono muniti di sistema di messa a terra. Questo ultimo è parte fondamentale del sistema antifulmine.

### **6.5 CICLO DI VITA DELL'IMPIANTO**

Ogni componente dell'aerogeneratore è stato progettato per garantire un corretto funzionamento per un tempo minimo di venti anni. Effettuando una corretta e regolare manutenzione è possibile estendere tranquillamente la vita utile della macchina oltre i trent'anni.

In genere per il primo anno successivo all'installazione vengono previsti tre interventi programmati di manutenzione, mentre dal secondo anno il numero viene ridotto a due.

Da qui si capisce come la manutenzione dell'impianto comporti un impegno minimo delle risorse predisposte alla gestione dello stesso.

Infatti, gli interventi programmati di manutenzione ordinaria riguardano principalmente e solamente la sostituzione dei liquidi lubrificanti e refrigeranti ed i normali controlli di routine sullo stato di salute degli organi in movimento.

### **6.6 PRODUZIONE DI RIFIUTI**

La produzione di rifiuti dovuta al funzionamento dell'Impianto Eolico è praticamente inesistente vista la tipologia del processo e le materia prima utilizzata: "il vento".

Infatti, gli unici residui derivanti dall'attività sono quelli dovuti alla sostituzione di olii di raffreddamento e di lubrificazione, usati nelle parti in movimento degli aerogeneratori e nei trasformatori.

Il ricambio è necessario per una corretta manutenzione periodica. È comunque importante osservare che gli olii esausti possono essere facilmente smaltiti tramite il Consorzio Obbligatorio degli Olii Usati e rigenerati per un successivo riutilizzo.

Anche durante la fase di realizzazione dell'impianto eolico la produzione di rifiuti è estremamente limitata. Infatti, oltre agli imballi non riciclabili ed agli sfridi, gli unici residui generati sono quelli provenienti dagli sterri. E' comunque previsto il loro riutilizzo per il rinterro delle opere o la costruzione dei sottofondi stradali; eventuali esuberi saranno trasportati in idonei impianti di smaltimento o di recupero.

## **6.7 CAUSE DI INCIDENTI**

Il rischio di incidenti causato dalle sostanze e dalle tecnologie utilizzate è praticamente tendente a zero. La "sostanza di processo" è una fonte rinnovabile, quindi offerta dalla natura stessa, il vento (flusso di aria), il quale viene "restituito" all'ambiente circostante nella stessa quantità e con le stesse caratteristiche precedenti l'utilizzazione.

Per quanto riguarda le ipotesi di incidenti dovuti alle tecnologie utilizzate, è opportuno precisare che tali impianti presentano essenzialmente una torre, le pale della turbina ed una navicella che costituisce il cuore della macchina che genera la elettricità, ovvero utilizzano una tecnologia estremamente semplice e collaudata.

Inoltre, il loro utilizzo è stato sperimentato su larga scala in ogni parte del mondo senza alcun problema inerente alla salute pubblica.

Le statistiche dimostrano che tali installazioni, se realizzate nel rispetto delle norme tecniche vigenti e secondo i corretti procedimenti tecnologici, consolidati ormai da anni, non presentano sostanziali rischi di pericolosità verso cose o persone.

## **6.8 RIPRISTINI A FINE VITA**

È importante osservare che un ulteriore vantaggio degli impianti eolici è rappresentato dalla natura delle opere principali che li compongono; infatti come già in precedenza detto sono quasi esclusivamente costituiti da elementi in materiale metallico facilmente riciclabile o riutilizzabile a fine vita.

Tali opere presentano quindi un valore residuo tutt'altro che trascurabile.

Per quanto riguarda le fondazioni delle torri, esse sono previste interrate un metro sotto il piano campagna e, pertanto, il soprastante terreno è sufficiente a garantire il ripristino della flora.